

Proyecto Fin de Grado

Ingeniería de Tecnologías Industriales

Dimensionado óptimo de instalaciones de producción de calor y frío de un hotel en zona costera

Autora: Miriam López Sánchez

Tutores: José Luis Molina Félix

Laura Romero Rodríguez

Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2018



Proyecto Fin de Grado
Ingeniería de Tecnologías Industriales

Dimensionado óptimo de instalaciones de producción de calor y frío de un hotel en zona costera

Autora:

Miriam López Sánchez

Tutores:

José Luis Molina Félix

Profesor catedrático

Laura Romero Rodríguez

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2018

Proyecto Fin de Carrera: Dimensionado óptimo de instalaciones de producción de calor y frío de un hotel en zona costera

Autora: Miriam López Sánchez

Tutores: José Luis Molina Félix
Laura Romero Rodríguez

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2018

El Secretario del Tribunal

Agradecimientos

El final se acerca, lo veo. Esto ha sido posible gracias al apoyo incondicional de mis padres, de su esfuerzo por darme la oportunidad de poder estudiar cómodamente estos años. Estos años de sacrificio y trabajo por mi parte, pero también por la suya, por animarme a seguir cuando todo lo veía oscuro y perdido.

Por supuesto a Fran, por soportar mis malos humores y mis bajadas de ánimo, pero también por compartir cada momento de felicidad cuando conseguía alcanzar mi objetivo.

A mi abuela, desde el cielo sé que estarás muy orgullosa, estabas deseando que acabase la carrera.

Os quiero.

A María, ha sido un placer compartir contigo todos mis proyectos hasta el final... Gracias por ser como eres.

No me olvido de Laura, a la que le agradezco enormemente el esfuerzo realizado ante esta situación para poder presentar a tiempo el trabajo. Gracias de verdad.

A Servando, por recibirme gustoso y desde el principio sin dudar. Espero que todo mejore.

Miriam López Sánchez

Sevilla, 2018

La eficiencia energética es un tema muy importante en los tiempos que corren, por ello es vital tenerla en cuenta a la hora de realizar un estudio sobre una nueva instalación o sobre una mejora en una instalación existente. En este proyecto hemos realizado una mejora en una instalación de climatización existente de un hotel real, Acevi Villarroel, situado en la ciudad de Barcelona, sustituyendo los equipos por otros más eficientes energéticamente y con menor impacto medioambiental. Para ello ha sido muy importante dimensionar estos nuevos equipos para que cubran las necesidades de demanda, además de ser viables económicamente.

Nuestra instalación se compondrá por una caldera convencional ya existente y que permanecerá para dar apoyo al nuevo sistema de cogeneración que incorporaremos, una enfriadora eléctrica y cuatro depósitos, uno por cada bus de temperatura (alta, media y baja) y otro propio para el sistema de cogeneración. El bus de alta corresponde a calefacción, el de media a ACS y el de baja a refrigeración. Con la caldera convencional y el sistema de cogeneración se cubrirá la demanda de calefacción y agua caliente sanitaria. Para cubrir la demanda de refrigeración está la enfriadora. Tanto el sistema de cogeneración como la caldera convencional consumirán gas natural, un combustible limpio y con alto poder calorífico.

Este análisis ha sido posible gracias al software TRNSYS, en el cual, la principal ventaja es la de poder realizar simulaciones con pasos de tiempo muy cortos, acercándonos bastante a la realidad. En nuestro caso, estudiamos el comportamiento a lo largo de un año en pasos de tiempo de diez minutos. Tenemos un total de 826 simulaciones, de las cuales 672 son simulaciones donde variamos los parámetros del sistema de cogeneración y 154 donde variamos los parámetros de refrigeración. Optimizaremos la solución en función del menor coste de ciclo de vida y que cumpla la normativa vigente.

Energy efficiency is a very important issue in these times, which is why it's vital to take it into account when it's carrying out a study on a new installation or on an improvement in an existing installation. In this project we have made an improvement in an existing air conditioning system of a real hotel, Acevi Villarroel, located in the city of Barcelona, replacing the equipment with more energy efficient ones with less environmental impact. For this reason, it has been very important to dimension these new equipment so that they cover the needs of demand, besides being economically viable.

Our installation will consist of an existing conventional boiler and will remain to support the new cogeneration system that we will incorporate, an electric chiller and four tanks, one for each temperature bus (high, medium and low) and another for the system of cogeneration. The high bus corresponds to heating, the medium to ACS and the low to cooling. With the conventional boiler and the cogeneration system the demand for heating and sanitary hot water will be covered. To cover the cooling demand is the chiller. Both the cogeneration system and the conventional boiler will consume natural gas, a clean fuel with a high calorific value.

This analysis has been possible thanks to the TRNSYS software, in which, the main advantage is that of being able to carry out simulations with very short time steps, bringing us closer to reality. In our case, we studied the behavior over a year in ten minutes time steps. We have a total of 826 simulations, of which 672 are simulations where we vary the parameters of the cogeneration system and 154 where we vary the cooling parameters. We will optimize the solution based on the lowest life cycle cost and that it complies with current regulations.

Agradecimientos	vii
Resumen	ix
Abstract	xi
Índice	xiii
Índice de Tablas	xvi
Índice de Ilustraciones	xviii
Siglas	xxii
1 Introducción	1
1.1 Situación energética mundial y europea	1
1.2 Situación energética Española	8
1.3 Desarrollo de nuevas tecnologías	9
1.4 Marco regulatorio	9
2 Justificación del proyecto	12
2.1 Objeto	12
2.2 Antecedentes	12
2.3 Motivación	12
3 Generación distribuida	13
3.1 ¿Qué es?	13
3.2 Tecnologías utilizadas	14
4 Descripción de la instalación	16
4.1 Descripción del edificio	16
4.2 Zonas climáticas	17
4.3 Demandas energéticas del edificio	21
4.4 Programa HULC	24
5 Cogeneración	26
5.1 Breve historia de la cogeneración	26
5.2 Funcionamiento	26
5.3 La cogeneración en la UE y España	27
5.4 Ventajas de la cogeneración	29
5.5 Normativa horas equivalentes	29
6 Elementos del proyecto	31
6.1 Caldera convencional o estándar	31
6.1.1 Caldera de agua caliente	32
6.1.2 Caldera de agua sobrecalentada	32
6.1.3 Caldera de vapor	32
6.1.4 Caldera de fluido térmico	32
6.2 Cogeneración	33
6.2.1 Clasificación	33
6.2.2 Trigeneración y tetrageneración	35

6.2.3	Rendimientos	36
6.2.4	Emisiones	37
6.2.5	Combustibles	37
6.3	<i>Enfriadoras</i>	38
6.3.1	Clasificación de enfriadoras de líquido	38
6.4	<i>Intercambiador de calor</i>	39
6.5	<i>Sistema de almacenamiento de calor</i>	40
6.5.1	Introducción	40
6.5.2	Tipos de acumuladores de agua	40
6.5.3	Coste del SAC	42
6.6	<i>Bombas, mezcladores y divisores</i>	43
6.6.1	Bombas hidráulicas	43
6.6.2	Mezcladores estáticos	43
6.6.3	Divisores de flujo hidráulico	43
7	Instalaciones típicas en hoteles	44
8	Trnsys	47
8.1	<i>Introducción</i>	47
8.2	<i>Funcionamiento</i>	47
8.3	<i>Aplicaciones en Trnsys</i>	47
8.4	<i>Ejemplos</i>	48
8.5	<i>Acumuladores en TRNSYS</i>	48
9	Implementación en trnsys	49
9.1	<i>Introducción</i>	49
9.2	<i>Dimensionado de equipos</i>	49
9.2.1	Calefacción	49
9.2.2	Sistema de ACS	51
9.2.3	Refrigeración	52
9.3	<i>Control y regulación</i>	53
9.4	<i>Esquemas de la instalación</i>	54
10	Diagramas de flujo	56
11	Análisis de resultados	57
11.1	<i>Simulaciones</i>	57
11.2	<i>Coste ciclo de vida</i>	57
11.2.1	Cálculo de los costes de inversión inicial	57
11.2.2	Cálculo de los costes del ciclo de vida	59
11.3	<i>Resultados de las simulaciones</i>	59
11.3.1	Calefacción y ACS	59
11.3.2	Refrigeración	74
11.4	<i>Verificación cumplimiento balance de energía</i>	77
12	Conclusiones	80
	Referencias	81

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Ventajas e inconvenientes de la generación distribuida. <i>Elaboración propia con datos de Wikipedia.</i>	14
Tabla 2. Clasificación tecnologías de generación distribuida. <i>Fuente: Fenercom</i>	14
Tabla 3. Electricidad generada en España por plantas de cogeneración por sectores. <i>Fuente: Journal of Cogeneration Energy Statistics (2013), IDEA</i>	28
Tabla 4. Características MCIA de cogeneración. <i>Fuente: Agencia de Eficiencia Energética</i>	33
Tabla 5. Emisiones en g/kWh eléctrico en plantas de cogeneración. <i>Elaboración propia con datos de Fenercom.</i>	37
Tabla 6. Distribución promedio de energía en los hoteles. <i>Fuente: Instituto de ciencia y tecnología de alimentos y nutrición.</i>	44
Tabla 7. Requisitos mínimos del sistema HVAC para hoteles. <i>Elaboración propia con datos de la Organización Mundial del Turismo</i>	44
Tabla 8. Parámetros necesarios para la simulación según zona climática en climatización. <i>Elaboración propia</i>	50
Tabla 9. Parámetros necesarios para la simulación según zona climática en refrigeración. <i>Elaboración propia</i>	53
Tabla 10. Valores de los parámetros a optimizar. <i>Elaboración propia</i>	57

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Principales países consumidores de carbón (2015). <i>Fuente: U.S. Energy Information Administration</i>	2
Ilustración 2. Producción mundial de carbón. <i>Elaboración propia a partir de datos de EIA</i>	2
Ilustración 3. Producción de carbón en Europa. <i>Elaboración propia a partir de datos de EIA</i>	3
Ilustración 4. Evolución precio barril de petróleo Brent en dólares por barril. <i>Fuente: Bloomberg y CincoDías</i>	3
Ilustración 5. Consumo mundial de petróleo. <i>Fuente: U.S. Energy International Administration</i>	4
Ilustración 6. Consumo total de petróleo por países (2015). <i>Fuente: U.S. Energy Information Administration</i>	4
Ilustración 7. Consumo europeo de petróleo. <i>Fuente: U.S. Energy Information Administration</i>	5
Ilustración 8. Porcentajes de participación de combustibles primarios. <i>Fuente: CEDIGAZ Estimates.</i>	5
Ilustración 9. Principales países productores de gas natural (2015). <i>Fuente: U.S. Energy Information Administration.</i>	6
Ilustración 10. Consumo de gas natural mundial. <i>Fuente: U.S. Energy International Administration</i>	6
Ilustración 11. Consumo de gas natural europeo. <i>Fuente: U.S. Energy International Administration</i>	6
Ilustración 12. Generación de energía nuclear por países (2016). <i>Fuente: International Atomic Energy Agency.</i>	7
Ilustración 13. Consumo energía primaria en España (izquierda) y en el mundo (derecha) 2016. <i>Fuente: BP Estatistical</i>	8
Ilustración 14. Generación anual de energía eléctrica peninsular. <i>Elaboración propia con datos de REE</i>	9
Ilustración 15. Comparación generación centralizada (arriba) y distribuida (abajo). <i>Fuente: Universidad Nacional Autónoma de México</i>	13
Ilustración 16. Ejemplo integración arquitectónica de aerogeneradores. <i>Fuente: Tesco Corporate</i>	15
Ilustración 17. Fotografía del hotel. <i>Fuente: Google Maps</i>	16
Ilustración 18. Situación geográfica del hotel. <i>Fuente: Google Maps</i>	16
Ilustración 19. Temperatura media en Cádiz. <i>Fuente: Weather Atlas</i>	17
Ilustración 20. Precipitación media en Cádiz. <i>Fuente: Weather Atlas.</i>	17
Ilustración 21. Temperatura media en Sevilla. <i>Fuente: Weather Atlas</i>	18
Ilustración 22. Precipitación media en Sevilla. <i>Fuente: Weather Atlas</i>	18
Ilustración 23. Temperatura media en Barcelona. <i>Fuente: Weather Atlas</i>	18
Ilustración 24. Precipitación media en Barcelona. <i>Fuente: Weather Atlas</i>	19
Ilustración 25. Temperatura media en Madrid. <i>Fuente: Weather Atlas</i>	19
Ilustración 26. Precipitación media en Madrid. <i>Fuente: Weather Atlas</i>	19
Ilustración 27. Temperatura media en Burgos. <i>Fuente: Weather Atlas</i>	20
Ilustración 28. Precipitación media en Burgos. <i>Fuente: Weather Atlas</i>	20
Ilustración 29. Demandas de calefacción en cada zona climática. <i>Elaboración propia con datos de Hulec</i>	21
Ilustración 30. Demandas de refrigeración en cada zona climática. <i>Elaboración propia con datos de Hulec</i>	22
Ilustración 31. Demanda de ACS días laborables, sábados y domingos. <i>Elaboración propia con datos del CTE-HE-4</i>	23

Ilustración 32. Comparativa demanda calefacción por zona climática. <i>Elaboración propia con datos de HULC</i>	23
Ilustración 33. Comparativa demanda refrigeración por zona climática. <i>Elaboración propia con datos de HULC</i>	24
Ilustración 34. Ejemplo herramienta HULC. <i>Fuente: certificadosenergeticos.com</i>	25
Ilustración 35. Comparación producción calor y electricidad separados vs. cogeneración. <i>Fuente: Axontime</i>	26
Ilustración 36. Esquema simplificado sistema de cogeneración. <i>Fuente: GE power</i>	27
Ilustración 37. Potencia instalada de cogeneración en Europa. <i>Fuente: Eurostat y Cogen España</i>	28
Ilustración 38. Esquema calefacción con caldera convencional. <i>Fuente: The Eco Experts</i>	31
Ilustración 39. Caldera pirotubular estándar de agua caliente. <i>Fuente: Fenercom</i>	32
Ilustración 40. Caldera acuotubular de fluido térmico. <i>Fuente: Fenercom</i>	32
Ilustración 41. Cogeneración con un motor de combustión interna alternativo. <i>Fuente: SlidePlayer</i>	33
Ilustración 42. Cogeneración con turbina de gas. <i>Fuente: Kawasaki Heavy Industries, Ltd.</i>	34
Ilustración 43. Diagramas de sistema de cogeneración por turbina de vapor. <i>Fuente: Bureau of energy efficiency</i>	34
Ilustración 44. Planta de cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas. <i>Fuente: Pemex</i>	35
Ilustración 45. Planta de cogeneración en ciclo combinado con motor alternativo. <i>Fuente: Fenercom</i>	35
Ilustración 46. Esquema expansión directa. <i>Fuente: bibing.es. Inmaculada Martínez</i>	38
Ilustración 47. Esquema expansión indirecta. <i>Fuente: bibing.es. Inmaculada Martínez</i>	38
Ilustración 48. Sistema de refrigeración agua-agua. <i>Fuente: scalofrios.es</i>	39
Ilustración 49. Termo eléctrico. <i>Fuente: Sánchez Plá S.A</i>	40
Ilustración 50. Acumulador de serpentín. <i>Fuente: caloryfrio.com</i>	41
Ilustración 51. Acumulador de doble envolvente. <i>Fuente: Ibaizabal saneamientos</i>	41
Ilustración 52. Acumulador de doble serpentín. <i>Fuente: Mecalia S.L</i>	41
Ilustración 53. Tanque con estratificación térmica (izquierda) y tanque con uniformidad térmica (izquierda). <i>Fuente: J. Siegenthaler</i>	42
Ilustración 54. Acumulador de inercia AR-A. <i>Fuente: Industrias Ibaiondo, S.A.</i>	42
Ilustración 55. Esquema básico de una bomba hidráulica. <i>Fuente: ingeniomaquinas</i>	43
Ilustración 56. Funcionamiento mezclador estático. <i>Fuente: Novatec Fluid System S.A</i>	43
Ilustración 57. Divisor de flujo hidráulico. <i>Fuente: Amazon</i>	43
Ilustración 58. Sistema de ACS típico de un hotel. <i>Fuente: Centro de estudio de energía y tecnología avanzada de Moa.</i>	45
Ilustración 59. Acumulador de fluido estratificado. <i>Fuente: TRNSYS I6 Documentation</i>	48
Ilustración 60. Parámetros de la calculadora para caldera convencional. <i>Elaboración propia en TRNSYS</i>	50
Ilustración 61. Funcionamiento de la “tempering valve”. <i>Elaboración propia</i>	51
Ilustración 62. Temperatura media de agua de red mensual. <i>Elaboración propia</i>	52
Ilustración 63. Esquema simulación instalación completa. <i>Elaboración propia con TRNSYS</i>	54
Ilustración 64. Esquema de principios de la instalación completa. <i>Elaboración propia</i>	55
Ilustración 65. Diagrama de flujo de la instalación completa. <i>Elaboración propia</i>	56
Ilustración 66. Conjunto de gráficas de precios de equipos. <i>Fuente: Grupo de Termotecnia de la Universidad</i>	

<i>de Sevilla</i>	58
Ilustración 67. Horas no cubiertas de calefacción en función de la potencia de cogeneración (arriba) y volumen tanque de cogeneración (abajo). <i>Elaboración propia</i>	59
Ilustración 68. Horas no cubiertas de ACS en función de la potencia de cogeneración. <i>Elaboración propia</i>	60
Ilustración 69. Horas no cubiertas de ACS en función del volumen del tanque de ACS. <i>Elaboración propia</i>	60
Ilustración 70. Coste de ciclo de vida en función de la potencia de cogeneración. <i>Elaboración propia</i>	61
Ilustración 71. Evolución temporal temperatura del tanque de calefacción. <i>Elaboración propia</i>	61
Ilustración 72. Evolución temporal temperatura del tanque de cogeneración. <i>Elaboración propia</i>	61
Ilustración 73. Evolución temporal temperatura del tanque de ACS. <i>Elaboración propia</i>	62
Ilustración 74. Control de temperaturas para la simulación óptima económica. <i>Elaboración propia</i>	62
Ilustración 75. Control de temperaturas para la simulación con menor horas de funcionamiento en caldera convencional. <i>Elaboración propia</i>	63
Ilustración 76. Comparativa evolución temporal temperatura del tanque de calefacción. <i>Elaboración propia</i>	63
Ilustración 77. Comparativa evolución temporal temperatura del tanque de cogeneración. <i>Elaboración propia</i>	64
Ilustración 78. CCV en un rango de 1-10kW de potencia de cogeneración. <i>Elaboración propia</i>	64
Ilustración 79. Obtención de energía útil a partir de energía primaria. <i>Fuente: Código Técnico de la Edificación. Ahorro de energía</i>	65
Ilustración 80. CCV en función del consumo de la energía primaria total anual. <i>Elaboración propia</i>	66
Ilustración 81. CCV en función del consumo de la energía primaria total anual con demanda cubierta. <i>Elaboración propia</i>	67
Ilustración 82. CCV en función del consumo de la energía primaria total anual con demanda cubierta y sin demanda de iluminación. <i>Elaboración propia</i>	67
Ilustración 83. Evolución temporal temperatura del tanque de calefacción para diferentes valores de potencia de cogeneración. <i>Elaboración propia</i>	68
Ilustración 84. Evolución temporal temperatura del tanque de cogeneración para diferentes valores de potencia de cogeneración. <i>Elaboración propia</i>	69
Ilustración 85. Evolución temporal temperatura del tanque de ACS para diferentes valores de potencia de cogeneración. <i>Elaboración propia</i>	69
Ilustración 86. Evolución temporal temperatura tanque de calefacción para diferentes volúmenes de tanque de cogeneración. <i>Elaboración propia</i>	70
Ilustración 87. Evolución temporal temperatura tanque de cogeneración para diferentes volúmenes de tanque de cogeneración. <i>Elaboración propia</i>	70
Ilustración 88. Evolución temporal temperatura tanque de ACS para diferentes volúmenes de tanque de cogeneración. <i>Elaboración propia</i>	71
Ilustración 89. Evolución temporal temperatura tanque de calefacción para diferentes volúmenes de tanque de ACS. <i>Elaboración propia</i>	71
Ilustración 90. Evolución temporal temperatura tanque de cogeneración para diferentes volúmenes de tanque de ACS. <i>Elaboración propia</i>	72
Ilustración 91. Evolución temporal temperatura tanque de ACS para diferentes volúmenes de tanque de ACS. <i>Elaboración propia</i>	72
Ilustración 92. Comparativa de temperatura tanque de calefacción en verano-invierno. <i>Elaboración propia</i>	

	73
Ilustración 93. Comparativa de temperatura tanque de cogeneración en verano-invierno. <i>Elaboración propia</i>	73
Ilustración 94. Comparativa de temperatura tanque de ACS en verano-invierno. <i>Elaboración propia</i>	74
Ilustración 95. Horas no cubiertas de refrigeración en función de la potencia para un volumen de tanque de refrigeración de 7m ³ . <i>Elaboración propia</i>	74
Ilustración 96. Consumo de refrigeración en función de la potencia para un volumen de tanque de refrigeración de 7m ³ . <i>Elaboración propia</i>	75
Ilustración 97. Horas no cubiertas de refrigeración en función del volumen del tanque. <i>Elaboración propia</i>	75
Ilustración 98. Coste tanque de refrigeración en función de su volumen. <i>Elaboración propia</i>	75
Ilustración 99. CCV en función del volumen del tanque de refrigeración. <i>Elaboración propia</i>	76
Ilustración 100. Comparativa temperatura tanque refrigeración para diferentes valores de potencia de la enfriadora. <i>Elaboración propia</i>	76
Ilustración 101. Evolución temporal temperatura tanque de refrigeración y horas no cubiertas. <i>Elaboración propia</i>	77
Ilustración 102. Balance de energía mensual refrigeración. <i>Elaboración propia</i>	78
Ilustración 103. Balance de energía mensual calefacción y ACS. <i>Elaboración propia</i>	78
Ilustración 104. Balance de energía diario en refrigeración. <i>Elaboración propia</i>	78
Ilustración 105. Balance de energía diario de calefacción y ACS. <i>Elaboración propia</i>	79

OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
AIE	Agencia Internacional de la Energía
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
BP	British Petroleum (Compañía petrolífera)
UE	Unión Europea
EE.UU	Estados Unidos
EIA	Energy Information Administration
IAEA	International Atomic Energy Agency
REE	Red Eléctrica Española
CTE	Código Técnico de Edificación
RITE	Reglamento de las Instalaciones Térmicas en los Edificios
ACS	Agua Caliente Sanitaria
EECN	Edificios de consumo de energía casi nulo
CHP	Combined Heat and Power
PURPA	Ley de Políticas Reguladoras de Servicios Públicos
MINETUR	Ministerio de Industria, Energía y Turismo
GNL	Gas Natural Licuado
GLP	Gas Licuado del Petróleo
SAC	Sistema de Almacenamiento de Calor
TESS	Thermal Energy System Specialists
DPCA	Distribution Power Coalition of America
GD	Generación Distribuida
CFE	Comisión Federal de Electricidad

1 INTRODUCCIÓN

Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía atómica: la voluntad.

- Albert Einstein -

1.1 Situación energética mundial y europea

Los mercados mundiales de la energía están en transición. El rápido crecimiento y la mejora de la prosperidad significan que el crecimiento de la demanda energética proviene cada vez más de las economías en desarrollo (en particular dentro de Asia) y no de los mercados tradicionales de la OCDE.

El impulso para la mejora de la eficiencia energética está provocando una desaceleración del consumo de energía global. Además, en los últimos años se está apostando por combustibles más limpios y con menor cantidad de carbón para reducir los niveles de gases de efecto invernadero, que se han convertido en una amenaza para nuestro planeta.

Es evidente la gran preocupación por la seguridad energética, ya que la mayoría de los países del mundo dependen de los combustibles fósiles, especialmente del petróleo.

Las energías renovables son recursos limpios e inagotables que nos proporciona la naturaleza y que contribuye a disminuir la dependencia de los suministros externos, además favorecen el desarrollo tecnológico y la creación de empleo. Se consideran energías renovables la energía solar, hidráulica, eólica, biomasa, etc. Las energías no renovables son limitadas. A medida que las reservas disminuyen, su extracción es más difícil y más costosa. Se consideran energías no renovables el petróleo, el gas natural, el carbón y la energía nuclear.

Los países europeos consumen menos energía que hace diez años, debido principalmente, al aumento de la eficiencia energética. Aunque dependen menos de los combustibles fósiles, gracias a la utilización de energías renovables, aún siguen siendo la fuente de energía dominante en el continente. La mayor reducción del consumo de carbón para la producción de electricidad se produjo entre 1990 y 2015, donde se sustituyó esta fuente de energía por gas natural.

Carbón

Fue el protagonista a partir de la Revolución Industrial y gracias a él fue posible el funcionamiento de la máquina de vapor inventada por James Watt.

El carbón se ha mantenido como combustible en la generación de energía para multitud de usos hasta que en 1859 se descubrió el petróleo en Pennsylvania.

Actualmente, China es la mayor explotadora y productora de carbón del mundo. Gran parte lo utiliza en centrales termoeléctricas. Dentro del continente asiático también destaca la India, donde sus minas son vitales para dar trabajo a sus habitantes.

En América sobresale EE.UU, pero debido a la contaminación que produce la combustión de este tipo de mineral sumado a la abundancia de petróleo y gas natural que posee, su uso se ha visto desacelerado en el tiempo.

En países desarrollados industrialmente surge la necesidad de paliar la contaminación y para ello los gobiernos imponen estrictas medidas sobre los niveles de contaminación que cada industria puede producir; por encima de estos niveles hay sanciones económicas.

Gracias a la creciente competitividad del gas natural y las energías renovables, combinado con la presión del

gobierno y la sociedad para cambiar hacia combustibles más limpios y con menos emisiones de carbono, su demanda comenzó a caer en 2015.

Actualmente, según la AIE, la demanda mundial de carbón se mantendrá estable hasta 2022, lo que se traduce a una década de estancamiento de su consumo. Ha disminuido un 4,2% desde 2014, casi igualando la mayor caída registrada por la AIE de 1990 a 1992.

La demanda de carbón disminuye en Europa, Canadá, Estados Unidos y China. Un hecho destacado es que la India se convirtió en el segundo mayor consumidor de carbón del mundo en 2015, adelantando a los EE. UU. Este hecho se puede observar en la Ilustración 1.

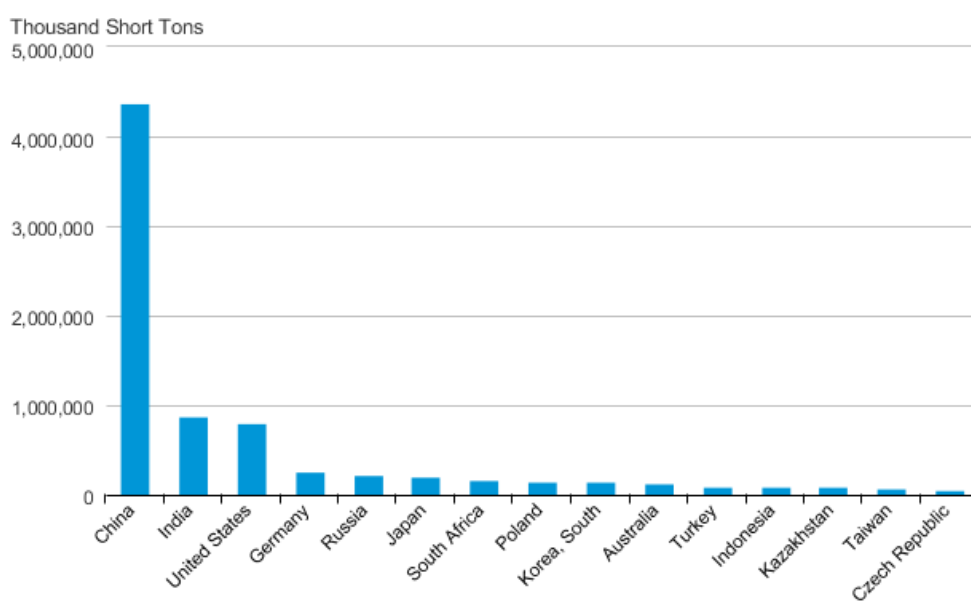


Ilustración 1. Principales países consumidores de carbón (2015). *Fuente: U.S. Energy Information Administration*

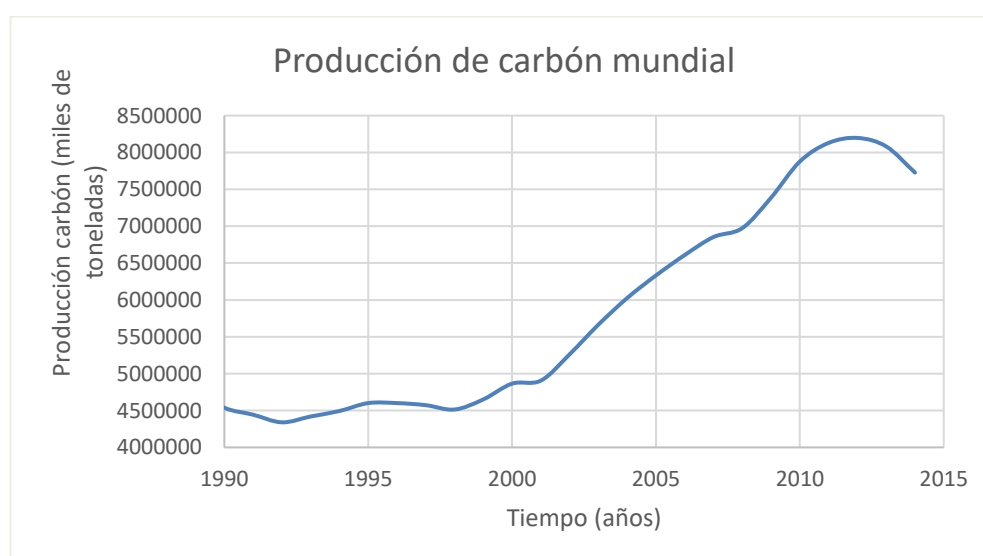


Ilustración 2. Producción mundial de carbón. *Elaboración propia a partir de datos de EIA*

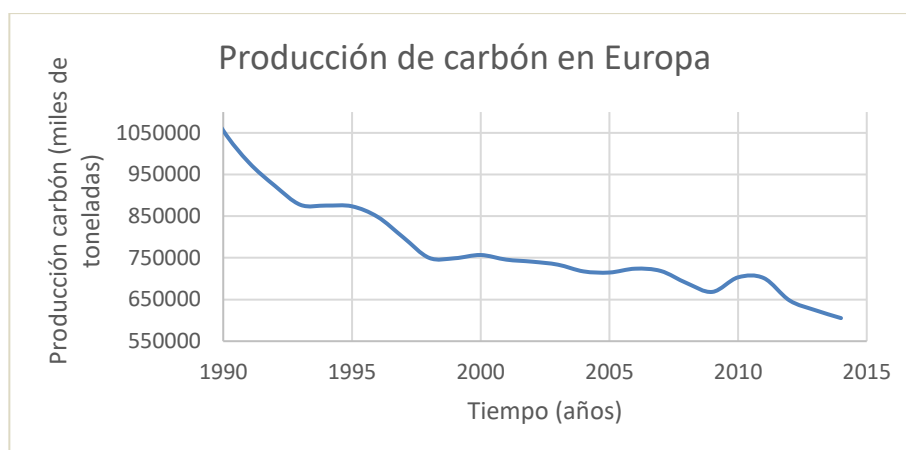


Ilustración 3. Producción de carbón en Europa. *Elaboración propia a partir de datos de EIA*

Petróleo

El petróleo es un recurso natural no renovable y actualmente también es la principal fuente de energía en los países desarrollados. El petróleo líquido puede presentarse asociado a capas de gas natural, en yacimientos que han estado enterrados durante millones de años, cubiertos por los estratos superiores de la corteza terrestre. Dentro de los productos especiales que se generan a partir del petróleo tenemos: combustibles gaseosos como el propano, gasolinas líquidas, lubricantes, ceras, azufre, asfalto, productos de plástico, etc.

Es una sustancia aceitosa de color oscuro denominada hidrocarburo por sus compuestos de hidrógeno y carbono. Este producto es clave para la economía mundial, de ahí la importancia del comportamiento de su precio y el impacto que genera el movimiento del mismo en las distintas economías del mundo.

Es una fuente de energía incierta, ya que su precio fluctúa constantemente (véase Ilustración 4) y siempre amenaza con su previsible agotamiento a corto plazo. Además, debido a la importancia mundial sobre la contaminación, se están estudiando otras fuentes de energía más limpias y abundantes.

La organización de países exportadores de petróleo (OPEP) puede tener una gran influencia en su mercado, especialmente si decide reducir o aumentar su nivel de producción. El 43% de la producción y el 81% de las reservas mundiales de petróleo se encuentran en países miembros de la OPEP.



Ilustración 4. Evolución precio barril de petróleo Brent en dólares por barril. *Fuente: Bloomberg y CincoDias*

Globalmente continúa aumentando el consumo de esta fuente de energía de manera prácticamente lineal desde 1990 (véase Ilustración 5); los culpables de este aumento son los países emergentes, a la cabeza el gigante asiático, al que le siguen India, Rusia, Brasil y otros países latinoamericanos que están desarrollando una incipiente clase media donde sus ciudadanos comienzan a utilizar automóviles, aires acondicionados, etc. Podemos visualizar el ranking de los principales países consumidores de petróleo en Ilustración 6.

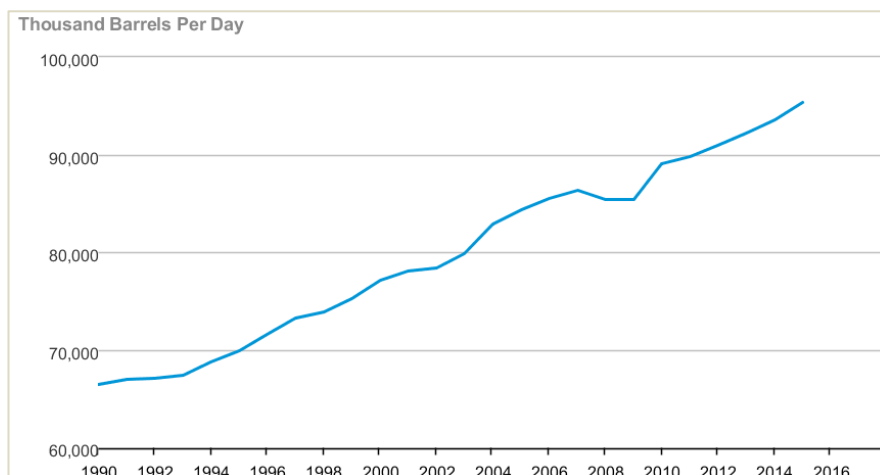


Ilustración 5. Consumo mundial de petróleo. *Fuente: U.S. Energy International Administration*

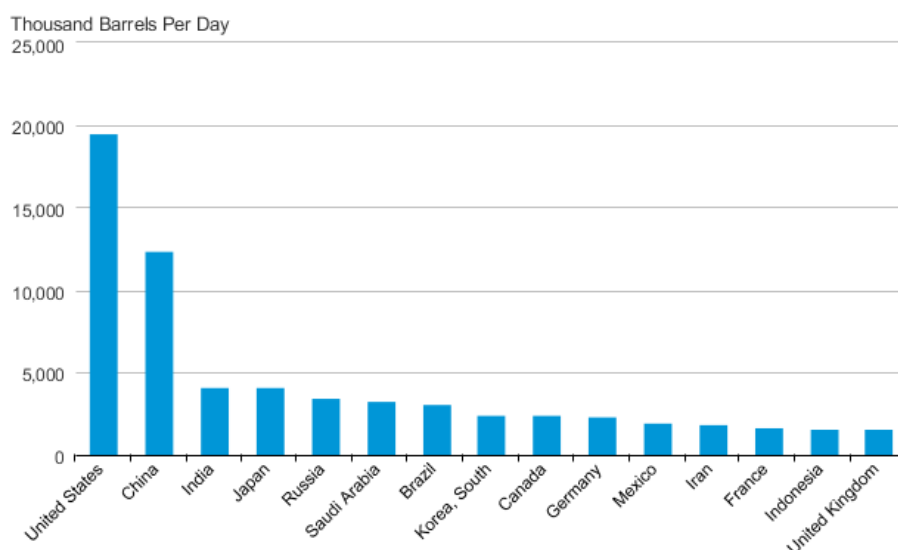


Ilustración 6. Consumo total de petróleo por países (2015). *Fuente: U.S. Energy Information Administration*

Sin embargo, en Europa desde el año 2005 cae este consumo, debido principalmente a la subida del precio del barril como consecuencia del fuerte tirón de la demanda. Podemos ver este comportamiento en la Ilustración 7.

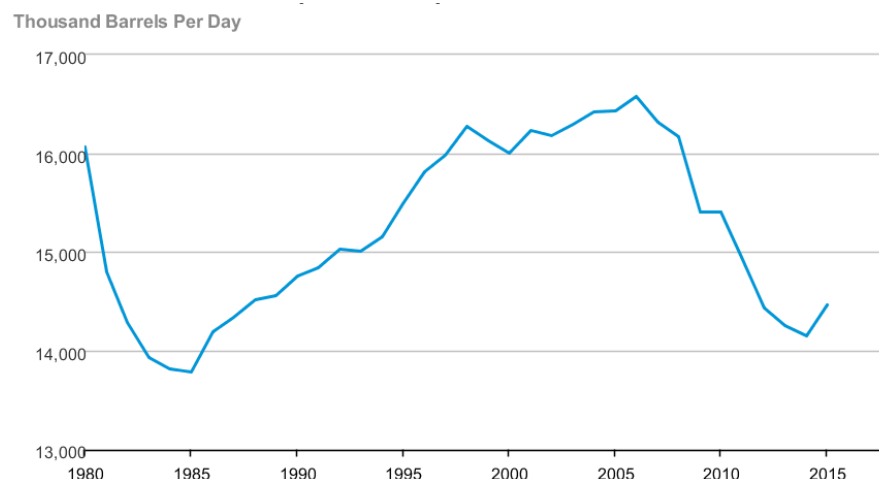


Ilustración 7. Consumo europeo de petróleo. *Fuente: U.S. Energy Information Administration*

Llevamos años escuchando y leyendo que las reservas de petróleo se agotarán en un horizonte temporal de 50 años, sin embargo, continuamos extrayendo petróleo gracias a nuevas tecnologías que lo permiten donde antes no era posible. Esto hace que el coste del oro negro vaya aumentando paralelamente al coste de su extracción. Lo que es indiscutible es que esta fuente de energía se agotará tarde o temprano y por ello surge la necesidad de transición a energías virtualmente inagotables y abundantes, como son las renovables.

Gas natural

Es un combustible fósil que ha ido desplazando a los derivados del petróleo y el carbón hasta llegar a representar una fuente energética de uso generalizado, tanto en su estado gaseoso como en forma de gas licuado. Actualmente se trata de un combustible muy versátil y con menos emisiones de CO₂ en su combustión que el resto de combustibles fósiles, además de ser la tercera fuente energética más utilizada tras el petróleo y el carbón (véase Ilustración 8). Por otro lado, los escapes de gas natural que se producen en los pozos suponen un aporte muy significativo de efecto invernadero, ya que el metano equivale a 23 veces el efecto invernadero del dióxido de carbono.

Sus principales usos son en calderas para calefacción de edificios y procesos industriales, centrales eléctricas de alto rendimiento, centrales de cogeneración, como gas natural vehicular y como pila de combustible.

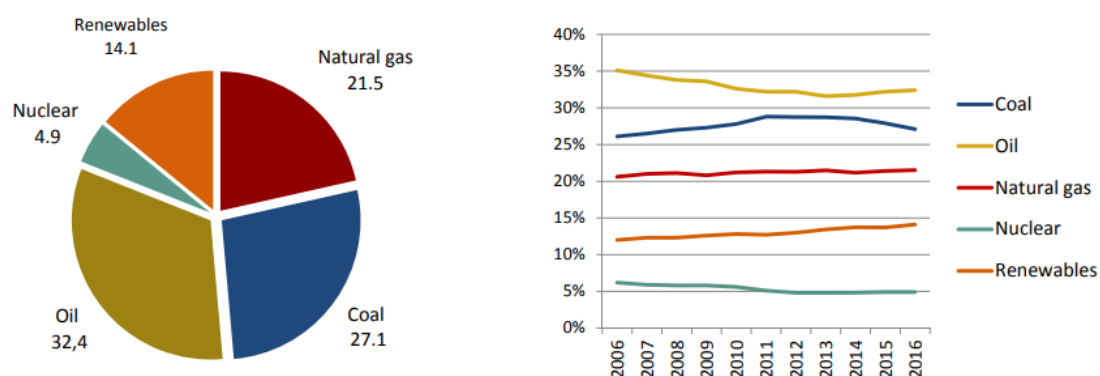


Ilustración 8. Porcentajes de participación de combustibles primarios. *Fuente: CEDIGAZ Estimates.*

Los principales países productores y consumidores de gas natural son EE.UU. y Rusia. (véase Ilustración 9). La industria mundial del gas está experimentando cambios fundamentales. La caída continua de los precios del petróleo y la transición necesaria hacia un modelo más sostenible, están configurando una nueva realidad en el sector energético en el que el gas tiene mucho que decir. En consonancia con la espectacular caída desde 2014

del precio del crudo, también el gas se está moviendo a un entorno histórico de precios bajos. Como podemos observar en las gráficas, la tendencia es similar a la del petróleo. (véase Ilustración 10 e Ilustración 11).

Según BP, las reservas probadas a finales de 2017 serán suficientes para mantener la producción actual mundial durante 55 años más.

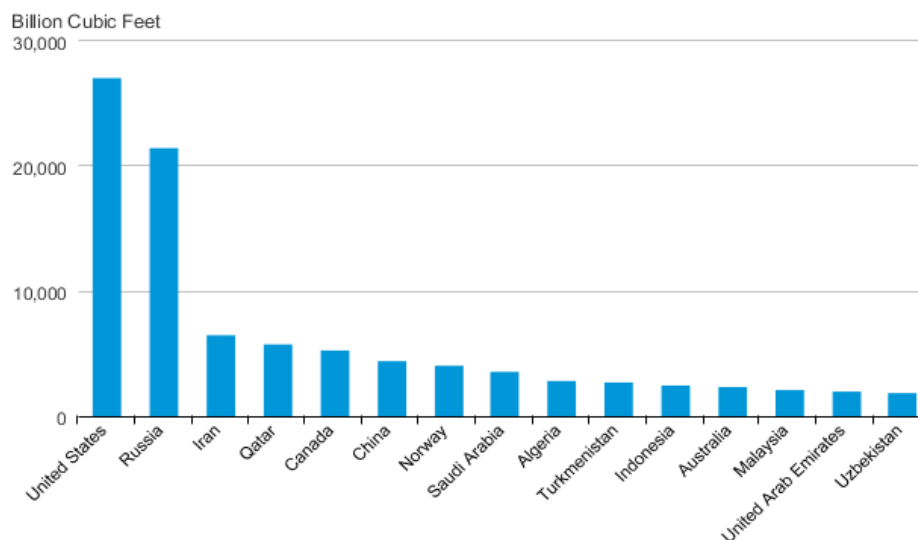


Ilustración 9. Principales países productores de gas natural (2015). *Fuente: U.S. Energy Information Administration.*

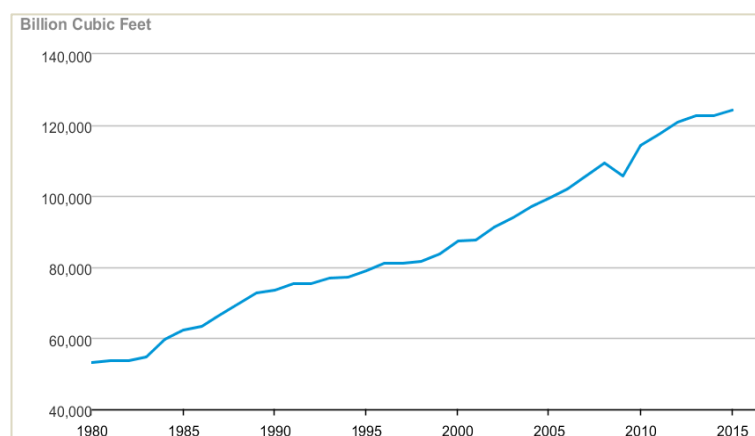


Ilustración 10. Consumo de gas natural mundial. *Fuente: U.S. Energy International Administration*

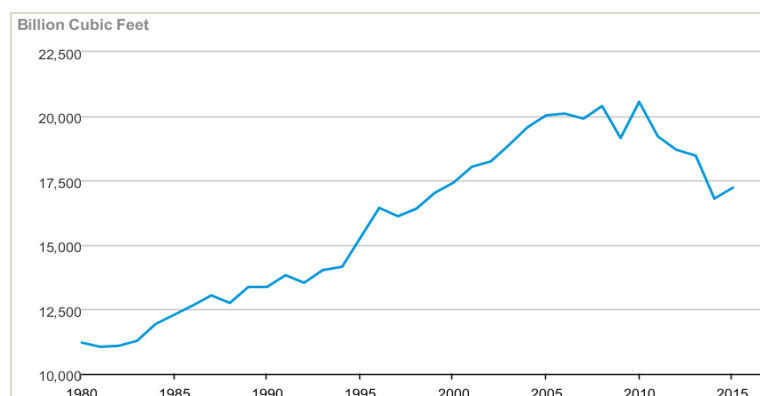


Ilustración 11. Consumo de gas natural europeo. *Fuente: U.S. Energy International Administration*

Nuclear

“Una forma compleja de hervir agua”, así definió Albert Einstein la energía nuclear.

Es una fuente energética que garantiza el abastecimiento eléctrico, frena las emisiones contaminantes, reduce la dependencia energética de otros países y produce electricidad de forma constante y con precios estables y predecibles.

En 2015, la energía nuclear generó el 26.5% de la electricidad en la UE y sigue siendo una de las mayores productoras de electricidad después de los combustibles fósiles y las energías renovables. Tras el accidente de Fukushima en 2011, varios países de la UE quieren avanzar en el desmantelamiento de las centrales nucleares. La generación de electricidad por este tipo de fuente se ha encarecido en los últimos años debido a mayores inversiones en mantenimiento y medidas de seguridad. Como consecuencia de esto, la hacen una energía menos competitiva con el resto. Además, desde el punto de vista sociopolítico, los accidentes nucleares han provocado rechazo por parte de muchos ciudadanos que alientan a algunos gobiernos a desmantelar estas centrales e invertir en otro tipo de fuentes de energía.

Desde 2005, las energías renovables están creciendo con rapidez. Todos los Estados miembros de la UE aplican políticas sobre energías renovables y mecanismos de apoyo para favorecer su utilización. Según datos de Eurostat, en relación con el consumo final bruto de energía, la proporción de energía procedente de fuentes renovables aumentó casi al 17% en 2015 frente al 9% en 2005.

A enero de 2018, los 448 reactores en operación producían alrededor del 11.5% de la electricidad mundial, según el Organismo Internacional de Energía Atómica de Naciones Unidas. Hay 58 unidades en construcción en países como China, India, Rusia, Corea del Sur, Finlandia o Francia. Todos ellos conscientes de los problemas energéticos y medioambientales, construyen nuevas plantas nucleares porque consideran que la energía nuclear es una fuente esencial para el presente y futuro de sus países. La amenaza del calentamiento global y del cambio climático, unido al incremento de la demanda de electricidad, ha motivado que se apueste por la continuidad de la energía nuclear. Sin embargo, esta fuente de energía libre de carbono continúa teniendo obstáculos para su desarrollo, ya que depende de muchos factores: financieros, de seguridad y de aceptación social, debido a la gran cantidad de residuos radiactivos que genera. La Comisión Europea sigue apostando por la energía nuclear en el mix energético de cara a 2050 e insiste en la importancia de la inversión, tanto para la construcción de nuevos reactores como para mejorar las condiciones de seguridad de los existentes.

El principal productor de electricidad generada por energía nuclear es EE.UU con un 32,3% de toda la que se genera en el mundo. Le sigue Francia, China y Rusia. (véase Ilustración 12)

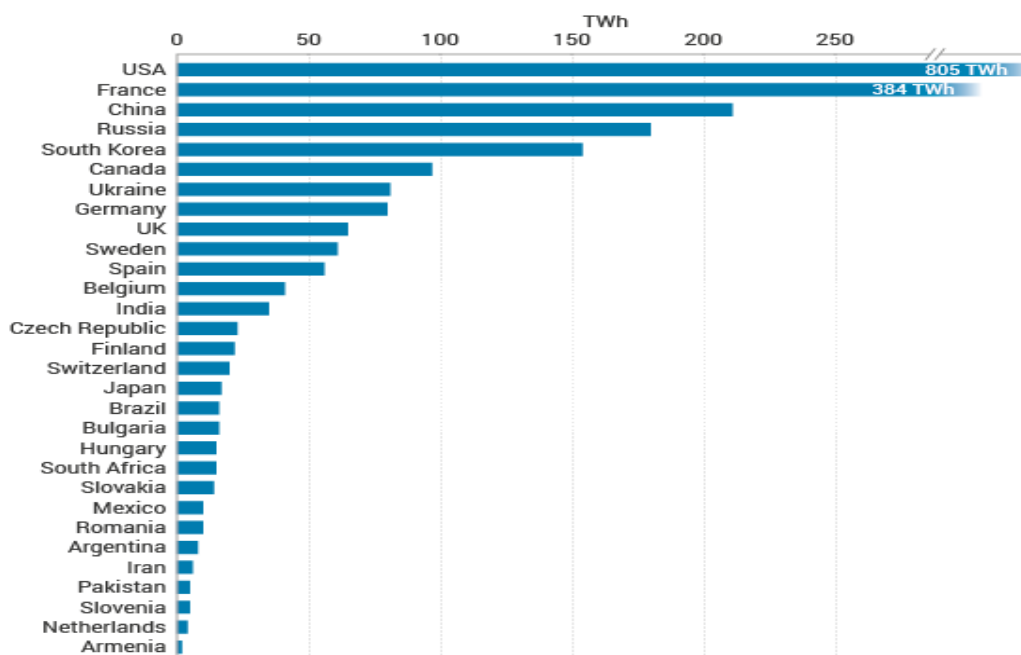


Ilustración 12. Generación de energía nuclear por países (2016). Fuente: International Atomic Energy Agency.

1.2 Situación energética Española

España pretende desarrollar una política energética sostenible teniendo como objetivo la seguridad en el suministro energético, la competitividad de los mercados de la energía y la protección del medio ambiente. La dependencia energética del exterior sigue siendo un aspecto fundamental de nuestra realidad económica, alcanzando el 73,4% en 2014. De los países de nuestro entorno, sólo Bélgica, Portugal, Irlanda e Italia presentan una dependencia en términos energéticos superior a España.

Aunque el consumo de carbón en España es casi cuatro veces menor que en el mundo, nuestro país ha dado un paso atrás en la lucha contra el cambio climático y en la descarbonización de su economía, ya que ha emitido más CO₂ en 2017 que en 2016. El consumo de carbón creció en España un 28,5% en 2017 debido a la sequía que atravesó el país. Con respecto al gas natural, fue la segunda fuente que registró el mayor incremento, 10,2%, mientras las renovables aumentaron un 2,2%. Sin embargo, hay una mayor dependencia del petróleo, con un consumo del 46,3%. El petróleo y sus derivados constituyen la mayor parte de la energía consumida en España. A pesar de la existencia de yacimientos de petróleo en algunas ciudades de España, su producción es escasa, lo que hace que prácticamente la totalidad del crudo que se trata en las refinerías españolas tenga que ser importado. De hecho, España tan sólo tiene un grado de abastecimiento del 0,49% sobre el consumo nacional.

En el último año el consumo de éste en España crece alrededor de un 5%. La sustitución progresiva de las centrales de carbón por centrales eléctricas de gas de ciclo combinado puede llegar a reducir en más del 50% las emisiones de CO₂ y hasta en tres veces los niveles de otros gases nocivos de efecto invernadero (como el NO_x y el SO₂). A pesar de tener varios yacimientos de explotación, los recursos disponibles no son suficientes, por lo que casi la totalidad del gas debe ser importado. Es un hecho que la expansión del sector gasista español ha tenido un crecimiento notable durante los últimos años hasta llegar a imponerse como el principal importador de gas natural licuado de Europa.

Como podemos ver en la siguiente ilustración, el gas natural constituye un componente vital del mix energético de España ocupando en torno al 20% del total.

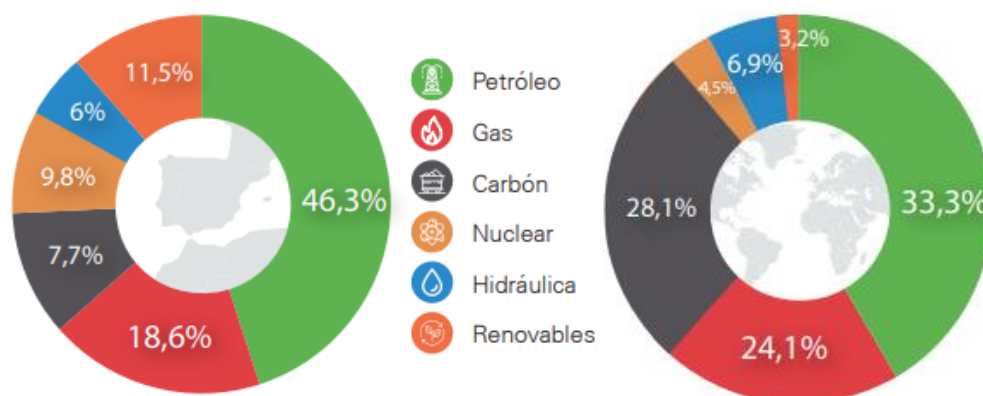


Ilustración 13. Consumo energía primaria en España (izquierda) y en el mundo (derecha) 2016. Fuente: BP Statistical

Un tema importante en España también es la energía nuclear, que ha representado un papel clave en las últimas décadas en relación con la producción eléctrica española. En España el 22,6% de la producción total de electricidad en 2017 fue obtenida por este tipo de energía (véase Ilustración 14).

Debido a la gran dependencia económica que genera la utilización de energías fósiles, España ha desarrollado medidas y tecnologías para fomentar las renovables. Con respecto a la energía solar, España es uno de los países europeos con más horas de sol y en 2008 fue uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada del mundo, con 2707 MW instalados en un solo año. Sin embargo, actualmente nos encontramos en un panorama de estancamiento en este tipo de fuente de energía.

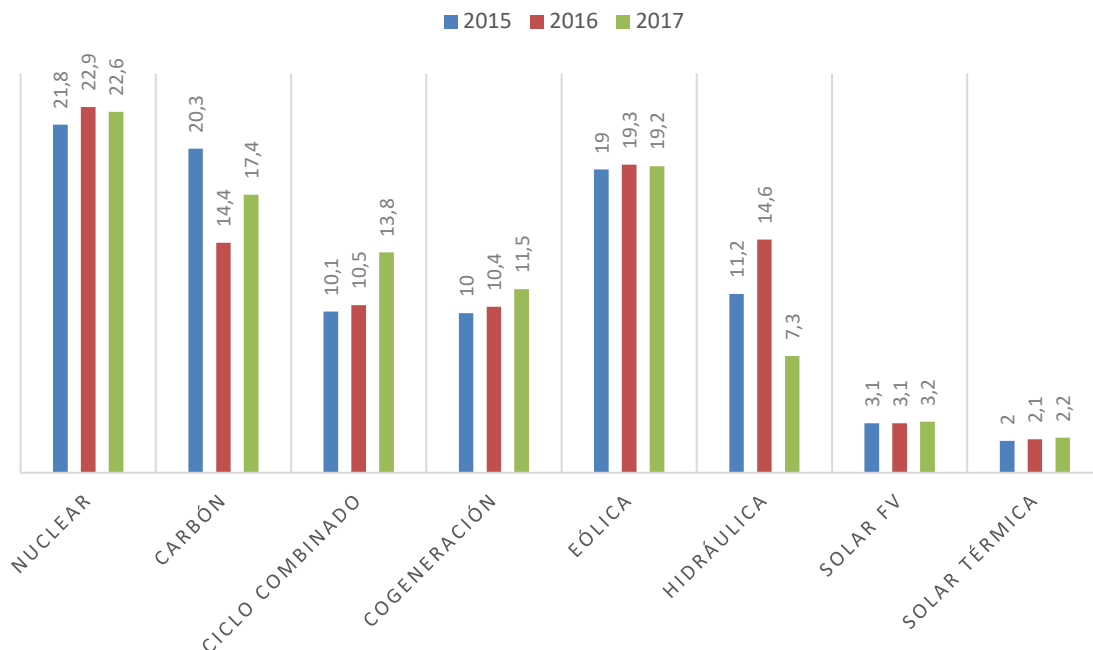


Ilustración 14. Generación anual de energía eléctrica peninsular. *Elaboración propia con datos de REE*

1.3 Desarrollo de nuevas tecnologías

Surge la necesidad de implementar nuevas tecnologías en nuestra sociedad para paliar el problema de la contaminación en nuestro planeta, haciendo que se reduzcan las emisiones o produciendo de manera más sostenible para el medioambiente. Sin embargo, a priori, este desarrollo no es fácil y mucho menos económico. A pesar de sus ventajas, la falta de información de la tecnología y de infraestructura y los problemas de inversión, además de la aceptación social, hacen que no se ajusten al mercado. Por ello, se necesita de tiempo y dinero para que las nuevas tecnologías puedan aflorar.

1.4 Marco regulatorio

Edificación

La normativa que regula la situación energética en edificios en España es el Código Técnico de Edificación (CTE) y el Reglamento de las Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE).

-El CTE, aprobado por el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, es el marco normativo que establece las exigencias que deben cumplir los edificios en relación con los requisitos básicos de seguridad y habitabilidad. El Código Técnico contiene un Documento Básico de Ahorro de Energía, donde se establecen las exigencias básicas en eficiencia energética y energías renovables que deben cumplirse en los edificios de nueva construcción y en las intervenciones en edificios existentes. Este Documento Básico consta de varias secciones:

- HE.0: Limitación del consumo energético.
- HE.1: Limitación de la demanda energética (calefacción y refrigeración).
- HE.2: Rendimiento de las instalaciones térmicas.
- HE.3: Eficiencia energética de las instalaciones de iluminación.
- HE.4: Contribución solar mínima de ACS.
- HE.5: Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica.

-El RITE, aprobado por el Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, establece las condiciones que deben cumplir las instalaciones destinadas a atender la demanda de bienestar térmico e higiene a través de las instalaciones de calefacción, climatización y ACS, para conseguir un uso racional de la energía. Las mayores exigencias en eficiencia energética que establece son:

- Mayor rendimiento energético en los equipos de generación de calor y frío.
- Mejor aislamiento en los equipos y conducciones de los fluidos térmicos.
- Mejor regulación y control para mantener las condiciones de diseño previstas en los locales climatizados.
- Utilización de energías renovables disponibles, en especial la energía solar y la biomasa.
- Incorporación de subsistemas de recuperación de energía y el aprovechamiento de energías residuales.
- Sistemas obligatorios de contabilización de consumos en el caso de instalaciones colectivas.
- Desaparición gradual de combustibles sólidos más contaminantes.
- Desaparición gradual de equipos generadores menos eficientes.

-Real Decreto 238/2013, de 5 de abril, por el que se modifican determinados artículos e instrucciones técnicas del RITE, aprobado por el Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio.

-Directiva (UE) 2018/844 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018, por la que se modifica la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios y la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética.

Cogeneración

Son relevantes las normas asociadas a las emisiones atmosféricas y las asociadas al abastecimiento de combustibles, ya que incorporar cogeneración a una instalación supone un aumento en el consumo.

Reglamento para el manejo de combustibles

-Decreto Nº160 del 2009 Ministerio de Economía “Reglamento de seguridad para las instalaciones y operaciones de producción, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y abastecimiento de combustibles líquidos”.

-Decreto Nº66 del 2007 Ministerio de Economía “Reglamento de instalaciones interiores y medidores de gas”

Normativa para equipos

-Decreto 298 del 2006. Reglamento para la certificación de productos eléctricos y combustibles.

Normativa ambiental y sanitaria

-Ley 19.300 sobre bases generales del medio ambiente.

Reglamentos y artículos que definen la cogeneración

-Decreto Supremo Nº6 del 2015 Ministerio de Energía “Reglamento que establece los requisitos que deben cumplir las instalaciones de cogeneración eficiente”, establece los requisitos correspondientes en que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético, cuya potencia máxima suministrada a un sistema eléctrico sea inferior a 20.000kW.

-Plan Acción eficiencia Energética IDAE, donde se incluyen medidas para el fomento de las plantas de cogeneración.

-Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

-Directiva 2004/8/CE del Parlamento europeo y del consejo de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de demanda de calor útil en el mercado interior de la energía.

- Real Decreto 1699/2011, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- Real Decreto ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- Real Decreto ley 9/2013, de 13 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

2 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

2.1 Objeto

En este proyecto hemos realizado el análisis para la mejora, en términos de eficiencia energética y consecuentemente económico, de una instalación real de climatización, refrigeración y ACS del hotel ACEVI VILLARROEL, situado en la ciudad condal, Barcelona. Para obtener un análisis más completo, añadimos el comportamiento de la misma instalación en diferentes zonas climáticas españolas.

Este estudio será posible gracias al programa informático TRNSYS, en el cual diseñaremos la instalación virtual y podremos graficar el comportamiento de los parámetros requeridos.

2.2 Antecedentes

La necesidad de un mundo más sostenible energéticamente surge a partir de los problemas derivados de los excesivos niveles de contaminación, que están provocando el deterioro de nuestro planeta. Este problema nos afecta a todos y por tanto debemos ser consecuentes para tratar de frenarlo. Constantemente renuevan la normativa energética para intentar cumplir con los objetivos impuestos por los diferentes gobiernos, pero son pocos los que consiguen exitosamente alcanzarlos. A este problema se le suma la proliferación del desarrollo de países emergentes, en los que comienzan a tomar importancia las industrias y el sector automovilístico, y que inevitablemente contribuye al aumento de la contaminación mundial.

La eficiencia energética en edificios es todo un reto para la sostenibilidad urbana, teniendo en cuenta que el 20% de la energía que se consume en España se emplea en nuestros hogares. Según establece la normativa europea, a partir del 1 de enero de 2019 todos los edificios públicos deberán ser EECN, es decir, edificios de consumo de energía casi nulo. Hay una serie de medidas para mejorar la eficiencia energética en edificios:

- Renovación de las instalaciones térmicas; sustituir los sistemas de calefacción y aire acondicionado por otros más eficientes como los sistemas que integran calderas de condensación, bomba de calor, etc.
- Mejorar el aislamiento de la vivienda.
- Utilizar sistemas de ventilación adecuados.
- Utilizar energías renovables; el uso de la energía solar térmica para la producción de ACS o la utilización de sistemas de energía solar fotovoltaica para la generación de electricidad nos permitirán además de mejorar la eficiencia de los sistemas de climatización, reducir las emisiones de CO₂.
- Introducir sistemas de medición y control en los sistemas de climatización y ventilación.

2.3 Motivación

En este proyecto vamos a modernizar una instalación hotelera de climatización, refrigeración y ACS, sustituyendo los elementos tradicionales por elementos innovadores que aumenten la eficiencia a la vez que disminuyan los gastos en consumos. Esto viene motivado porque el gasto energético representa el segundo capítulo más relevante de los costes de los establecimientos hoteleros, después de los gastos de personal. Además, en la actualidad, todos somos conscientes de la necesidad de cambiar el modelo de desarrollo del último siglo, basado en el consumo inmoderado de energía, agua y recursos naturales, y que asociaba el lujo y el confort a su derroche.

3 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

3.1 ¿Qué es?

La generación distribuida surge como alternativa a las grandes instalaciones centralizadas de producción de energía eléctrica y con el objetivo principal de reducir las pérdidas de energía y los costes de transporte a largas distancias, ya que casi todas las plantas de generación se encuentran muy distanciadas de los centros de consumo. De esta forma conseguimos acercar la generación de energía al consumidor, además de optimizar la demanda eléctrica en horas punta. Podemos ver la diferencia entre ambas formas de generación de energía en la Ilustración 15.

El DPCA (*Distribution Power Coalition of America*) define la GD como cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución.

La IEA (*International Energy Agency*) define la GD como únicamente la que se conecta a la red de distribución en baja tensión y la asocia a tecnologías como los motores, mini y microturbinas, pilas de combustible y energía solar fotovoltaica.

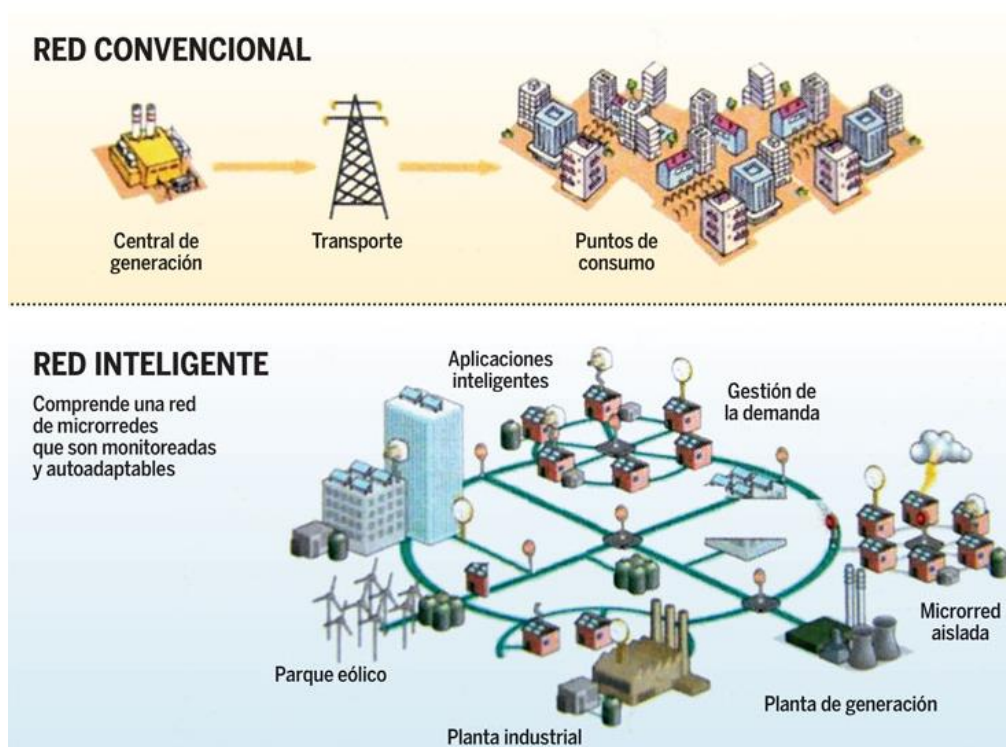


Ilustración 15. Comparación generación centralizada (arriba) y distribuida (abajo). Fuente: Universidad Nacional Autónoma de México

Según el Régimen Especial, la limitación de potencia para la GD en España está en 50 MW.

Dependiendo del rango de potencias, podemos clasificar las instalaciones de GD en:

- Microgeneración: inferiores a 5 kW.
- Minigeneración: entre 5 kW y 5 MW.
- Generación de media y gran escala: entre 5-50 MW y 50-100 MW respectivamente.

Podemos ver con más detalle las ventajas e inconvenientes de este tipo de generación en la Tabla 1.

Ventajas	Inconvenientes
Ayuda al suministro de energía en periodos de demanda punta	Complejo sistema de adquisición de datos
Descongestión de sistemas de transporte de energía	Gran coste de inversión inicial
Mayor estabilidad del sistema	Fluctuaciones de voltaje que afectan a los consumidores vecinos
Mejor calidad del suministro eléctrico	La falta de estándares para la conexión de pequeños generadores impide su desarrollo
Reduce pérdidas de energía eléctrica tanto en redes de distribución como en transporte	
Fomenta las energías renovables	
Menor coste de operación y mantenimiento	

Tabla 1. Ventajas e inconvenientes de la generación distribuida. *Elaboración propia con datos de Wikipedia.*

3.2 Tecnologías utilizadas

Dependiendo de la energía primaria que utilicen, se distingue GD no renovable (uso de combustibles fósiles) y GD renovable. En la Tabla 2 vamos a clasificar las principales tecnologías de GD existentes actualmente, ordenadas teniendo en cuenta su madurez y grado de penetración en el mercado.

TECNOLOGÍAS DE GD	Maduras	Motor alternativo Turbina de gas Minihidráulica Eólica Solar térmica Fotovoltaica Residuos
	Semi-maduras	Biomasa Microturbina Pila de combustible
	Emergentes	Marina Geotérmica

Tabla 2. Clasificación tecnologías de generación distribuida. *Fuente: Fenercom*

Los motores de combustión interna alternativos se emplean principalmente en plantas de cogeneración y en sectores muy diversos (agroalimentario, construcción, textil o papel). Tienen mayor flexibilidad ante variaciones de carga que las turbinas de gas y tienen la capacidad de funcionar con diferentes combustibles.

Las turbinas de gas pueden utilizarse en ciclo simple (turbina produciendo solo electricidad), cogeneración (se añade a la turbina de ciclo simple un recuperador de calor) y ciclo combinado turbina de gas-turbina de vapor (la turbina de vapor aprovecha el calor recuperado para obtener más energía eléctrica). La cogeneración es muy interesante para aquellos consumidores con demandas eléctricas por encima de los 5 MW.

Con respecto a la energía eólica, la mayoría de las instalaciones son consideradas generación centralizadas

(grandes parques eólicos lejos del punto de consumo). Se considera GD aquellas instalaciones pequeñas de aerogeneradores instaladas cerca del consumo. Una aplicación emergente es la integración eólica a pequeña escala en edificios. Ejemplo de ellos son los aerogeneradores instalados en el techo de los supermercados TESCO en EE.UU (véase Ilustración 16), que ahorran hasta un 20% en la factura eléctrica.



Ilustración 16. Ejemplo integración arquitectónica de aerogeneradores. *Fuente: Tesco Corporate*

En cuanto a la energía solar térmica, solo se considera de GD los sistemas de baja temperatura y los discos parabólicos por su posibilidad de ubicación cerca de los puntos de consumo. Los discos parabólicos aún están en fase de experimentación para este tipo de instalaciones, sin embargo, los de baja temperatura se usan en multitud de aplicaciones como la calefacción, ACS, climatización de piscinas, etc.

Las instalaciones fotovoltaicas de gran extensión se consideran generación centralizada, sin embargo, existen instalaciones que pueden considerarse de GD y son las de baja potencia que pueden conectarse a la red de baja tensión o incluso aisladas de la red.

Las microturbinas de gas tienen una aplicación directa en la GD, ya sea como elementos independientes de generación o como elementos integrantes de instalaciones híbridas con pilas de combustibles, micro-cogeneración o incluso vehículos eléctricos híbridos.

4 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

4.1 Descripción del edificio

El hotel Acevi Villarroel es un acogedor hotel de 4 estrellas en el centro de Barcelona. Ofrece confort, un diseño moderno y artístico, spa, piscina exterior, gym, sauna, jacuzzi y todo tipo de servicios que hacen del hotel un establecimiento de lujo. (Véase la entrada del hotel en la Ilustración 17). Además, dispone de una estación de carga para coches eléctricos.

Construido en 2004, dispone de 7 plantas con 84 habitaciones climatizadas. Suma un total de 5500m².



Ilustración 17. Fotografía del hotel. *Fuente: Google Maps*

Está ubicado en el Eixample, un lugar ideal para explorar la ciudad condal. Su dirección exacta es Carrer de Villarroel, 106, 08011 Barcelona. (véase la Ilustración 18).

Las demandas de calefacción, refrigeración y ACS del edificio dependerán de la zona climática donde se encuentre, por lo que se considerarán diferentes ubicaciones para así poder analizar el comportamiento bajo distintas condiciones, y determinar la rentabilidad de la instalación propuesta.

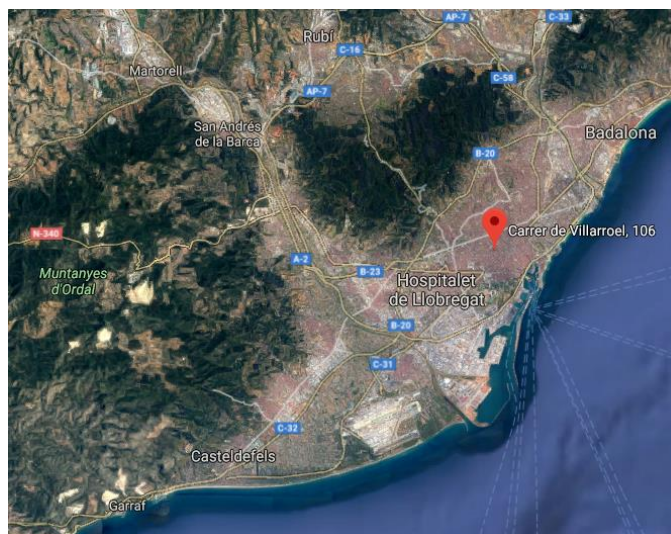


Ilustración 18. Situación geográfica del hotel. *Fuente: Google Maps*

4.2 Zonas climáticas

Se han escogido cinco zonas españolas diferentes geográficamente, las que se consideran más representativas del país. Dichas zonas son A3, B4, C2, D3 y E1, donde “A” indica el clima menos severo en invierno, y “E” el más severo; de forma similar, “1” indica el clima menos severo en verano y “4” el más severo.

Zona A3 (Cádiz)

Tiene un clima subtropical suave que corresponde a un clima mediterráneo. La temperatura media máxima en el mes más cálido (agosto) es de 27,9 °C y la mínima en el mes más frío (enero) se sitúa en 9,4 °C. (véase Ilustración 19).

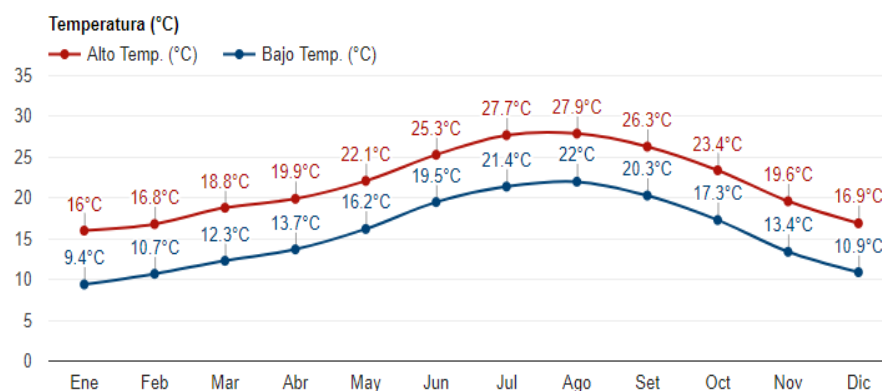


Ilustración 19. Temperatura media en Cádiz. Fuente: Weather Atlas

El mes más húmedo (con la precipitación más alta) es noviembre con 97,7mm de agua. El mes más seco (con la precipitación más baja) es julio con 0,2mm de agua. (Véase Ilustración 20).

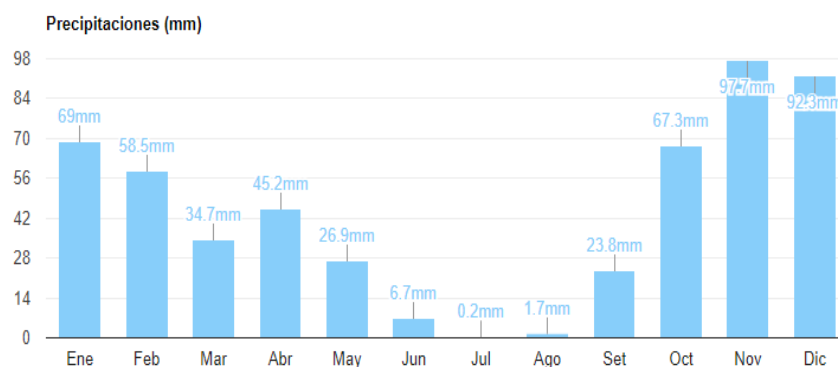


Ilustración 20. Precipitación media en Cádiz. Fuente: Weather Atlas.

Zona B4 (Sevilla)

El clima en Sevilla es mediterráneo, con precipitaciones variables, veranos secos y muy calurosos e inviernos suaves y a menudo lluviosos que concentran más de la mitad de la lluvia anual. La temperatura media anual es de 19,2 °C, una de las mayores de Europa. La temperatura media máxima en el mes más cálido (julio) es de 36°C y la mínima en el mes más frío (enero) se sitúa en 5,7 °C. (véase Ilustración 21).

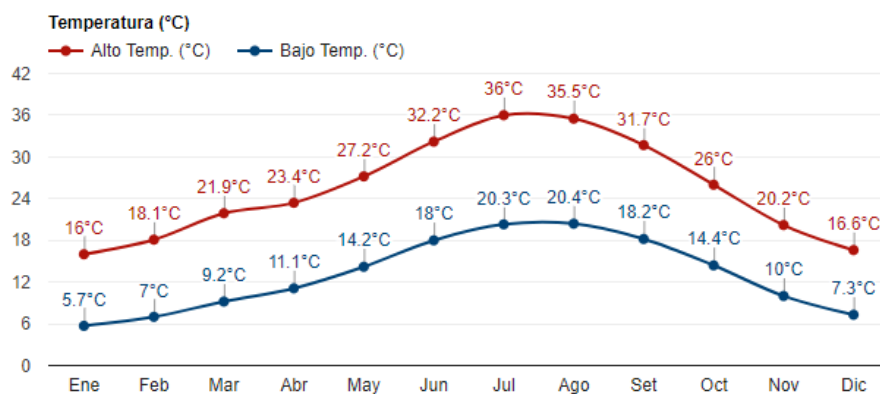


Ilustración 21. Temperatura media en Sevilla. Fuente: Weather Atlas

El mes más húmedo (con la precipitación más alta) es diciembre con 99mm de agua. El mes más seco (con la precipitación más baja) es julio con 2mm de agua. (véase Ilustración 22).

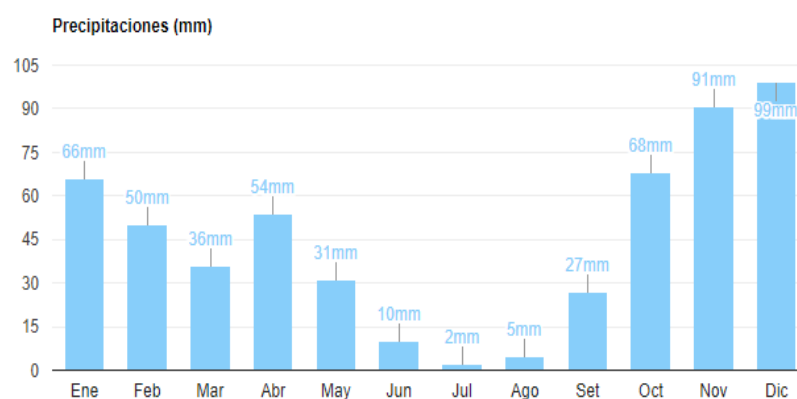


Ilustración 22. Precipitación media en Sevilla. Fuente: Weather Atlas

Zona C2 (Barcelona)

La ciudad de Barcelona posee un clima mediterráneo marítimo. Se encuentra próxima a una zona de transición del clima subtropical de veranos secos y calurosos. Las temperaturas son suaves durante el invierno y muy cálidas en verano. Las precipitaciones se dan sobre todo en invierno. La temperatura media anual es de 19,2 °C, una de las mayores de Europa. La temperatura media máxima en el mes más cálido (agosto) es de 29 °C y la mínima en el mes más frío (enero) se sitúa en 8,8 °C. (véase Ilustración 23).

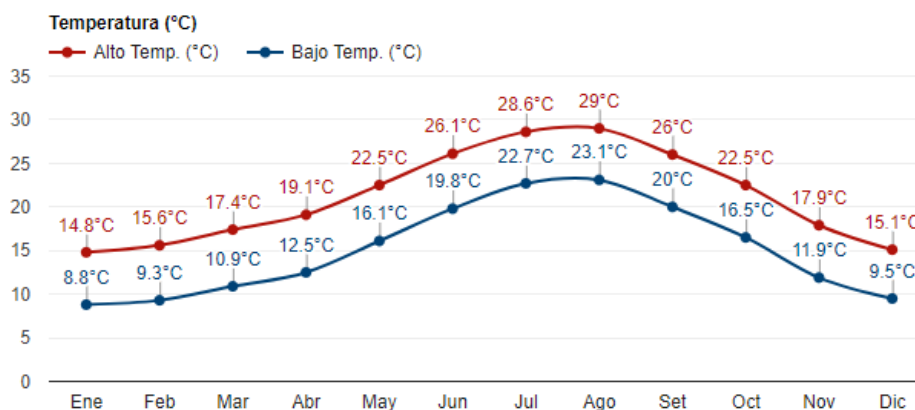


Ilustración 23. Temperatura media en Barcelona. Fuente: Weather Atlas

El mes más húmedo (con la precipitación más alta) es octubre con 96,5 mm de agua. El mes más seco (con la precipitación más baja) es julio con 25,1mm de agua. (véase Ilustración 24).

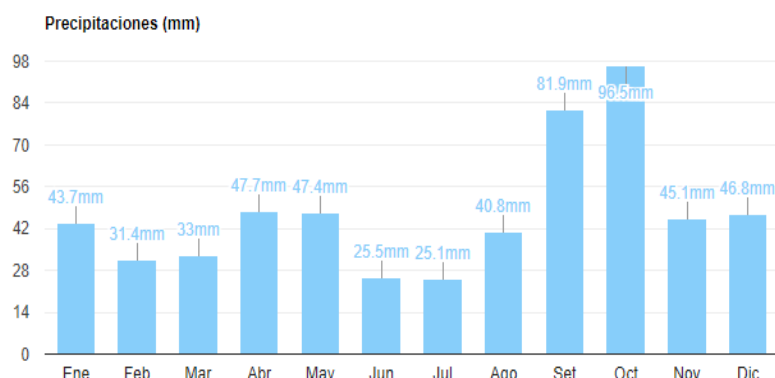


Ilustración 24. Precipitación media en Barcelona. *Fuente: Weather Atlas*

Zona D3 (Madrid)

El clima en la capital española se puede considerar de transición entre el clima semiárido frío y el clima mediterráneo. Los inviernos son moderadamente fríos, heladas frecuentes y nevadas ocasionales. Por el contrario, los veranos son calurosos. La temperatura media máxima en el mes más cálido (julio) es de 32,1 °C y la mínima en el mes más frío (enero) se sitúa en 2,7 °C. (véase Ilustración 25).

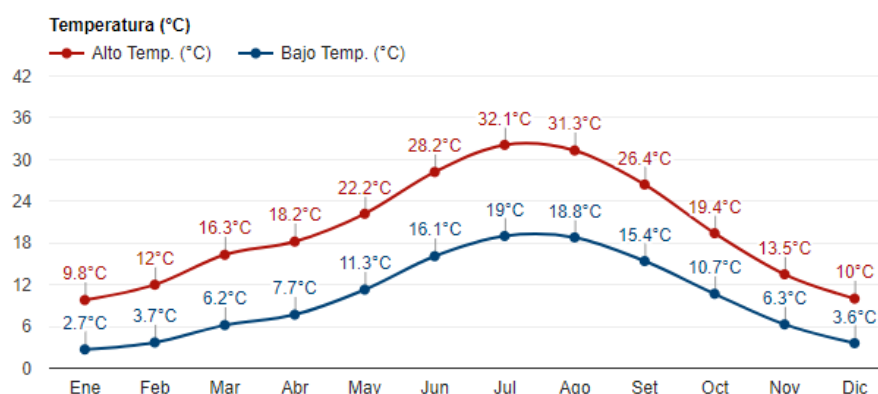


Ilustración 25. Temperatura media en Madrid. *Fuente: Weather Atlas*

El mes más húmedo (con la precipitación más alta) es octubre con 60mm de agua. El mes más seco (con la precipitación más baja) es agosto con 10mm de agua. (véase Ilustración 26)

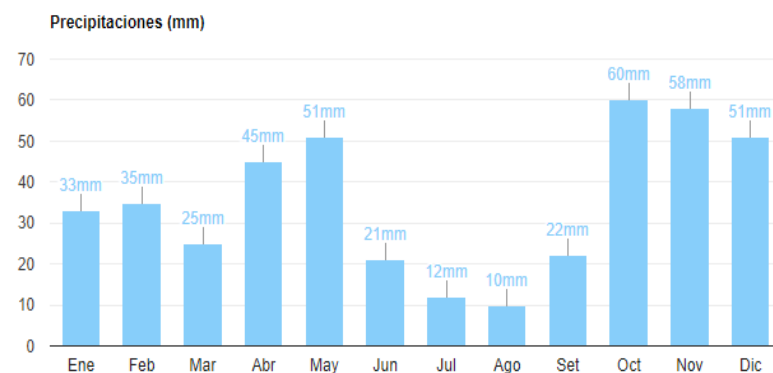


Ilustración 26. Precipitación media en Madrid. *Fuente: Weather Atlas*

Zona E1 (Burgos)

El clima de Burgos es oceánico. La estación más lluviosa es la primavera, mientras que el verano es suave y mucho menos húmedo que en la España Atlántica. Los inviernos son nevados y muy fríos, suelen ser frecuentes las nevadas abundantes por temporadas, prolongándose incluso hasta muy entrada la primavera. Las precipitaciones siguen un patrón muy parecido al del clima mediterráneo típico y la menor influencia del mar hace que sea un clima más seco. La temperatura media máxima en el mes más cálido (julio) es de 27,5 °C y la mínima en los meses más fríos (enero y febrero) se sitúa en -0,8 °C. (véase Ilustración 27)

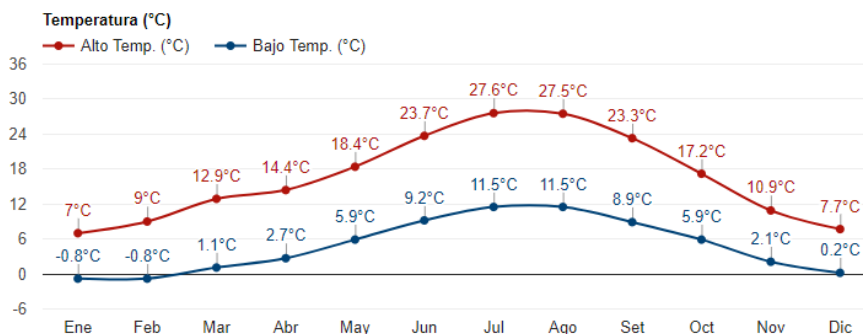


Ilustración 27. Temperatura media en Burgos. Fuente: *Weather Atlas*

Los meses más húmedos (con la precipitación más alta) son mayo y diciembre con 63mm de agua. Los meses más secos (con la precipitación más baja) son julio y agosto con 23mm de agua. (véase Ilustración 28)

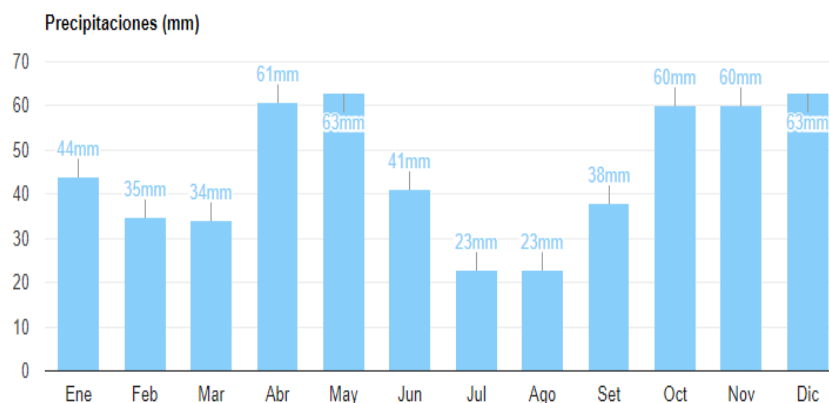


Ilustración 28. Precipitación media en Burgos. Fuente: *Weather Atlas*

4.3 Demandas energéticas del edificio

Las demandas de calefacción y refrigeración del edificio varían dependiendo de la zona climática donde se encuentren (véanse Ilustración 29 e Ilustración 30). Sin embargo, vamos a considerar que la demanda de ACS va a depender del tipo de día: laborables, sábados o domingos. (véase Ilustración 31).

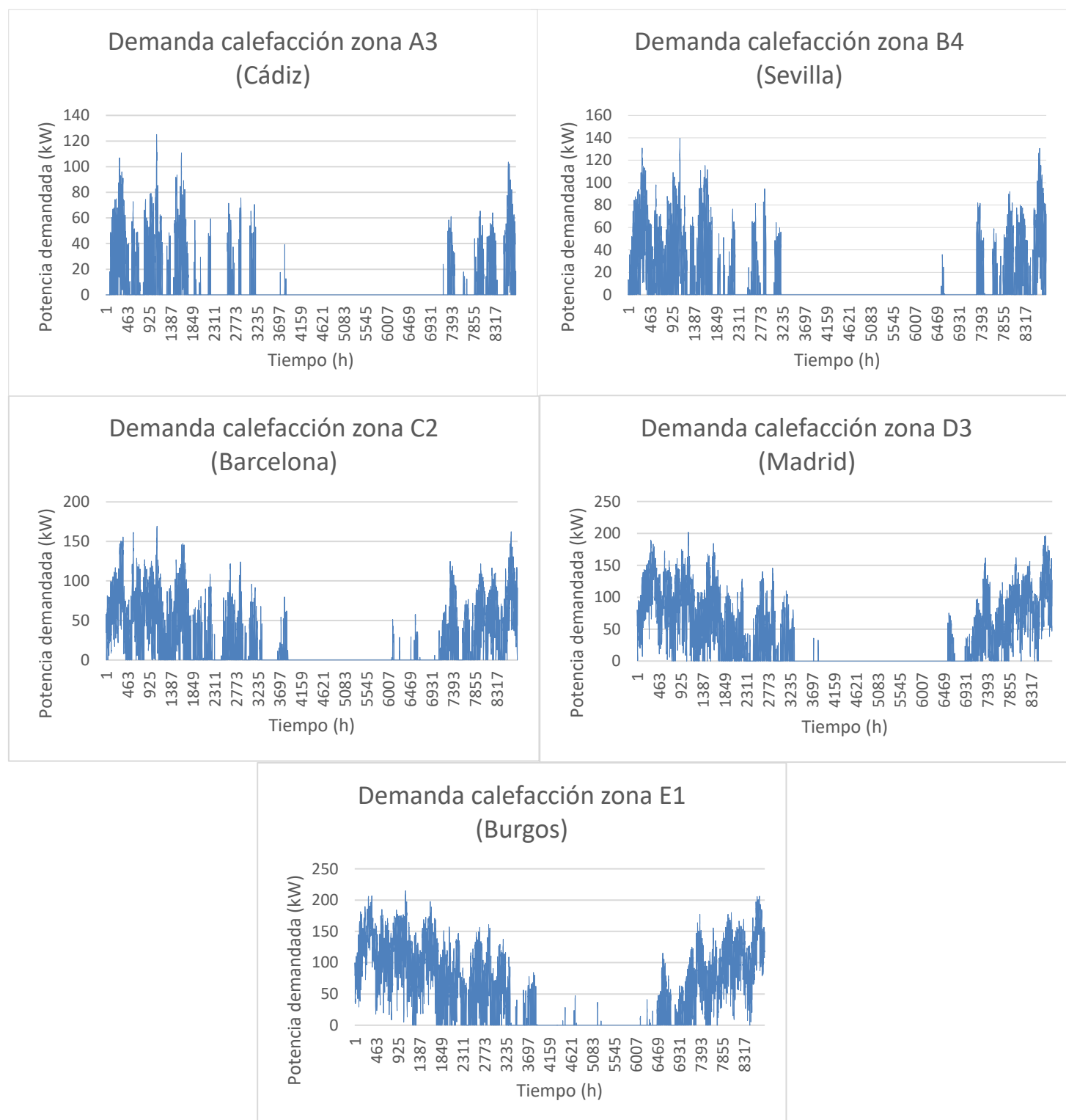


Ilustración 29. Demandas de calefacción en cada zona climática. *Elaboración propia con datos de Hulec*

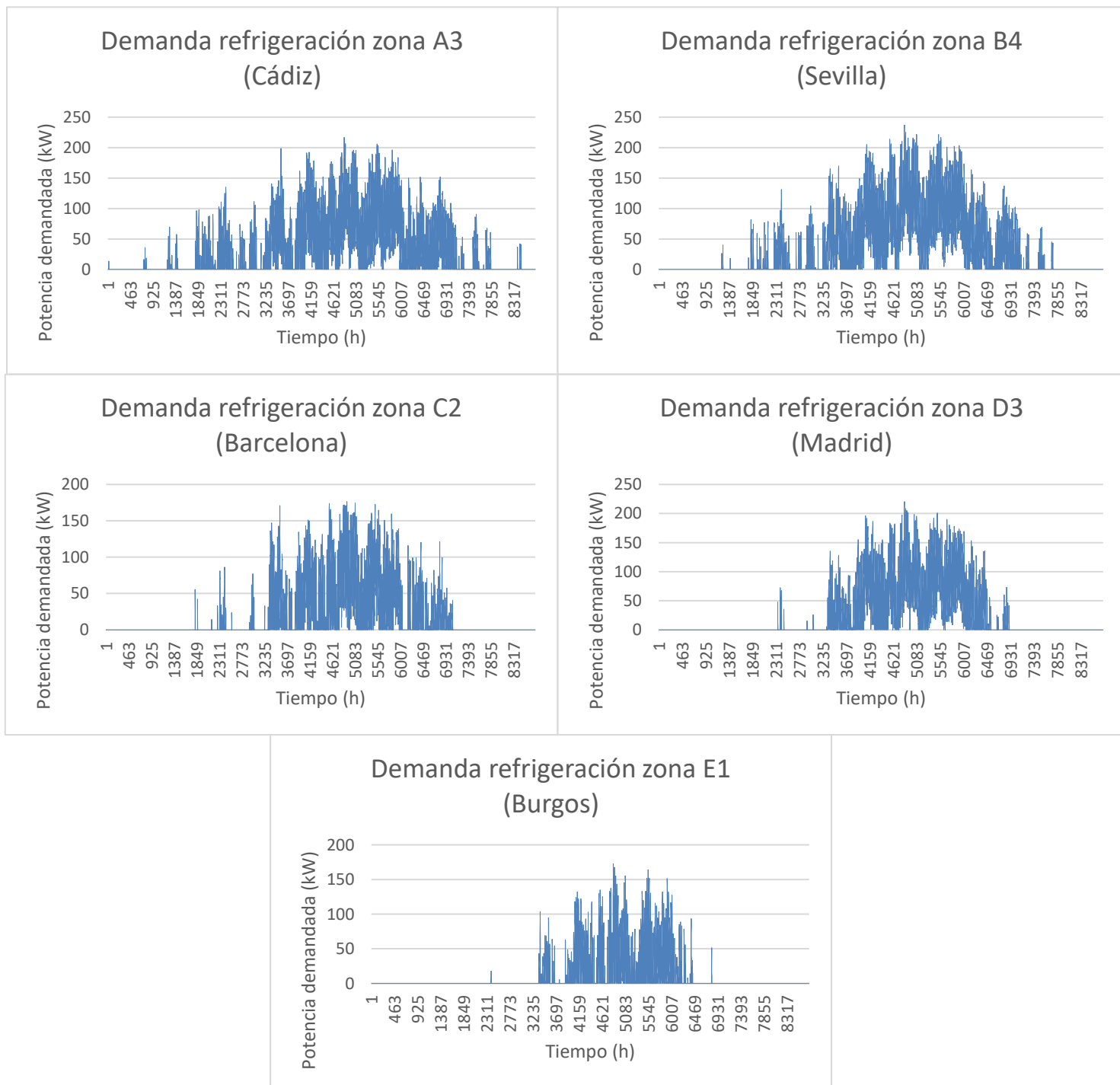


Ilustración 30. Demandas de refrigeración en cada zona climática. *Elaboración propia con datos de Hulec*

La demanda de agua caliente sanitaria vamos a obtenerla del Código Técnico. En un hotel de 4 estrellas tenemos una demanda de ACS de referencia a una temperatura de 60 °C de 70 l por persona y día. En el hotel hay una ocupación para 112 personas.

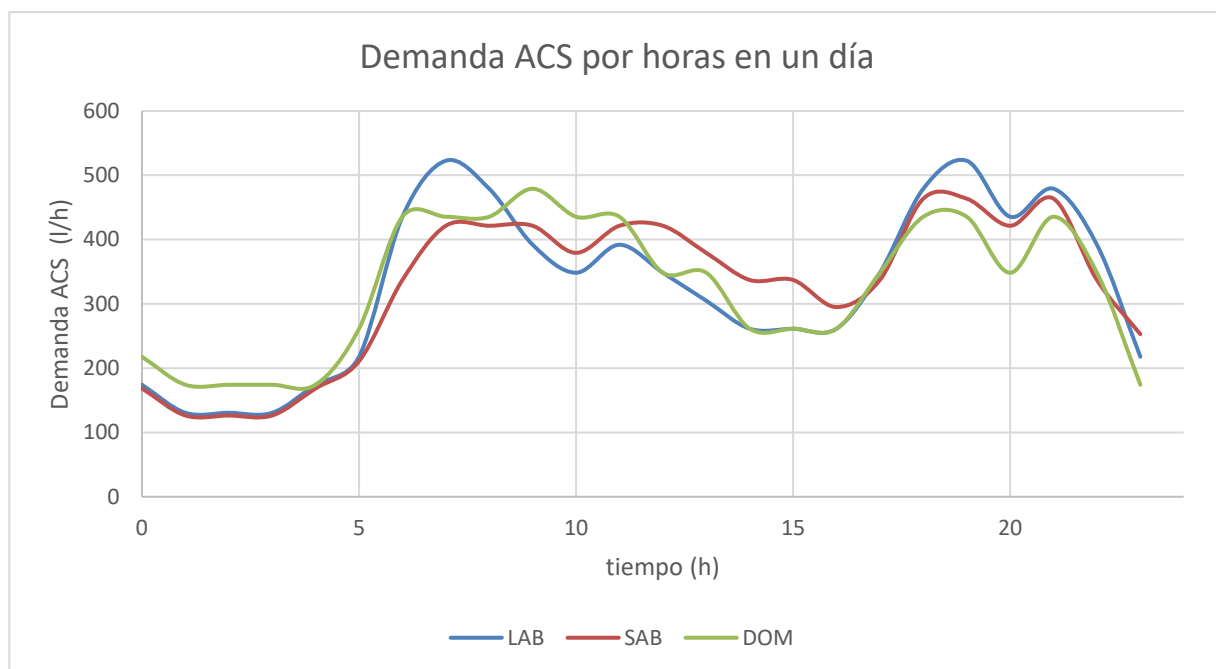


Ilustración 31. Demanda de ACS días laborables, sábados y domingos. *Elaboración propia con datos del CTE-HE-4*

COMPARATIVA DEMANDAS SEGÚN ZONA CLIMÁTICA

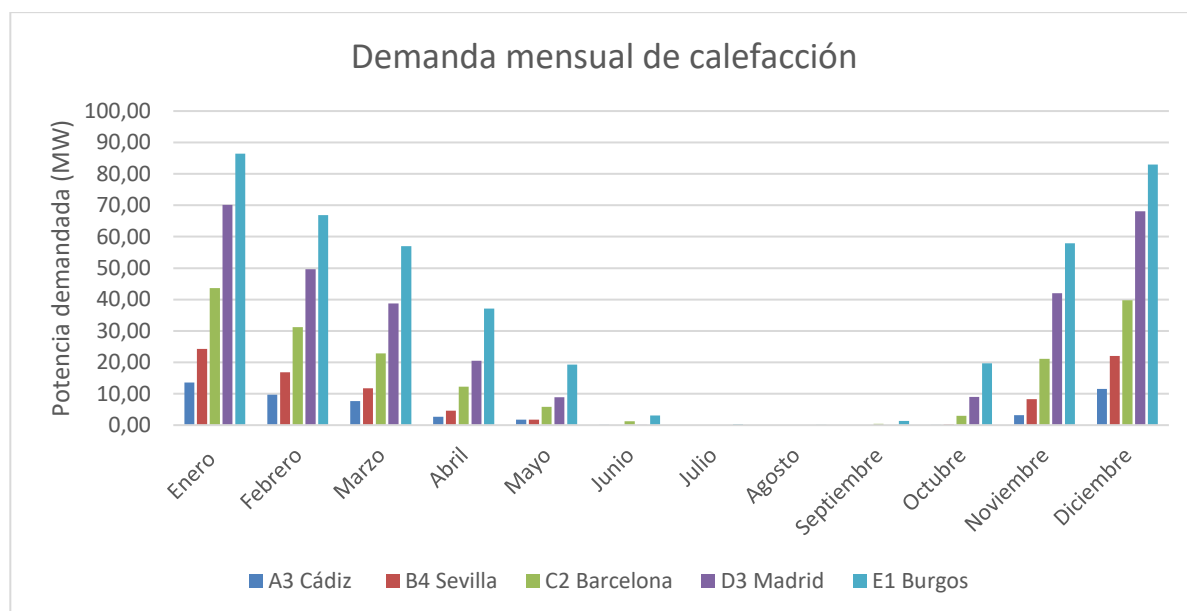


Ilustración 32. Comparativa demanda calefacción por zona climática. *Elaboración propia con datos de Hule*

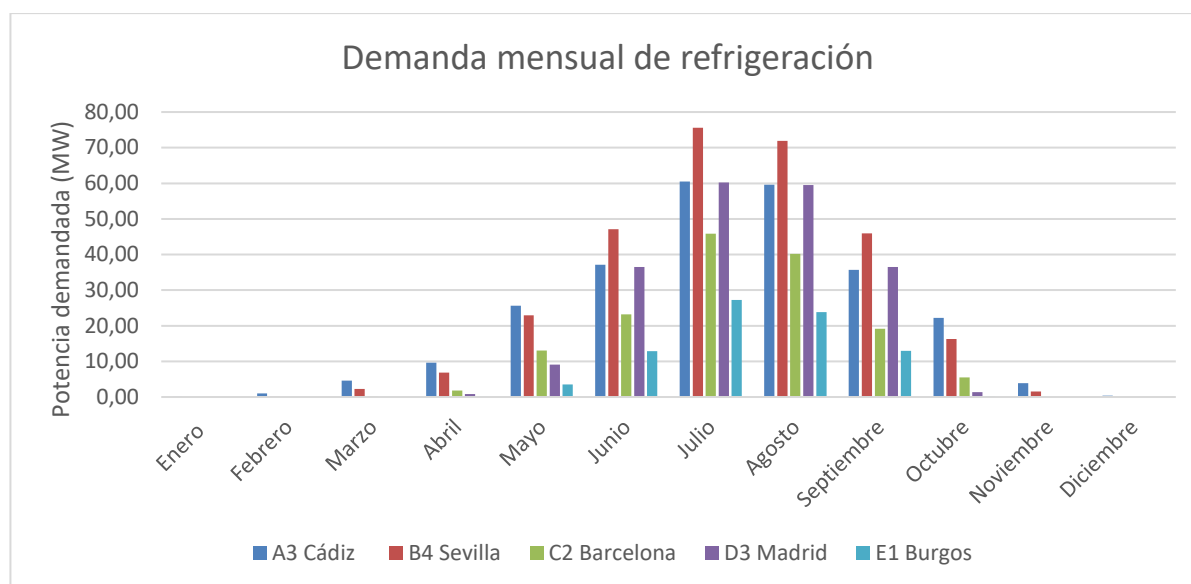


Ilustración 33. Comparativa demanda refrigeración por zona climática. *Elaboración propia con datos de HULC*

4.4 Programa HULC

Hemos obtenido los datos sobre las demandas de nuestro edificio con la herramienta unificada Lider-Calener, creada con el objetivo de verificar el cumplimiento de la normativa de Ahorro de Energía del CTE y poder emitir el certificado de eficiencia energética. Con esta herramienta se pueden verificar lo siguientes casos del DB HE:

- DB HE0
 - ✓ Apartado 2.2.1. Edificios nuevos o ampliaciones de edificios existentes de uso residencial privado.
 - ✓ Apartado 2.2.2. Edificios nuevos o ampliaciones de edificios existentes de otros usos.
- DB HE1
 - ✓ Apartado 2.2.1.1.1. Edificios nuevos o ampliaciones de existentes. Limitación de la demanda energética de edificios de uso residencial privado.
 - ✓ Apartado 2.2.1.1.2. Edificios nuevos o ampliaciones de existentes. Limitación de la demanda energética de edificios de otros usos.
 - ✓ Apartado 2.2.2.1.2. Edificios existentes. Limitación de la demanda energética del edificio cuando las obras de reforma supongan una renovación de más del 25% de la superficie total de la envolvente térmica final del edificio o cuando se produzca un cambio de uso característico del edificio.

De acuerdo con la Nota informativa sobre procedimiento para la certificación de eficiencia energética, desde el 14 de enero de 2016, solo serán admitidos por los Registros de las Comunidades Autónomas los certificados de eficiencia energética y las verificaciones de CTE realizados con la versión 20151113 (0.9.1431.1016) de la Herramienta Unificada Lider-Calener (HULC) o posterior.

Actualmente hay una nueva versión 1.0.1564.1124, actualizada el 3 de marzo de 2017. Podemos ver un ejemplo de esta herramienta en la Ilustración 34.

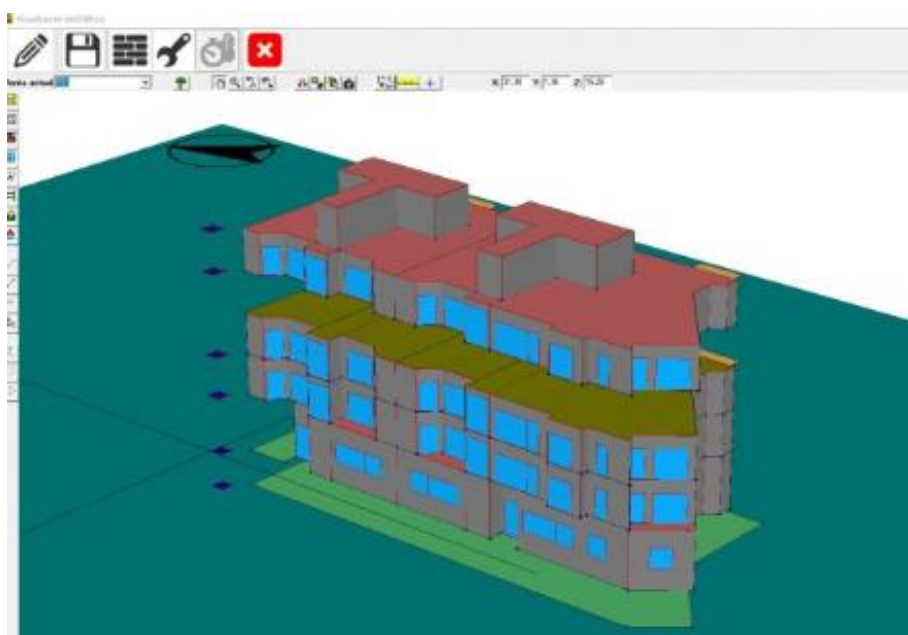


Ilustración 34. Ejemplo herramienta HULC. Fuente: *certificadosenergeticos.com*

5 COGENERACIÓN

“Producción secuencial de energía eléctrica (o mecánica) y de energía térmica útil, a partir de la misma fuente primaria”

-Federal Energy Regulatory Commission, 1980-

5.1 Breve historia de la cogeneración

El concepto de cogeneración viene de años atrás, donde los países del norte de Europa aprovechaban el calor residual de las centrales eléctricas para calefacción. Desde Europa se extendió a los EE.UU.

El crecimiento del sector industrial obligó el desarrollo de la cogeneración para asegurar el suministro eléctrico. Sin embargo, con la construcción de centrales térmicas y la ampliación de las redes de distribución, los precios de la electricidad disminuyeron y provocó la desaceleración del desarrollo de la cogeneración.

Durante la década de 1960-1970, el interés por la cogeneración comenzó a resurgir debido principalmente al aumento repentino del coste del combustible. En EE.UU se redactó la normativa expuesta por la ley de Políticas Reguladoras de Servicios Públicos (PURPA) de 1978, que fomentó esta tecnología al permitir la conexión a la red pública para comprar y vender electricidad.

5.2 Funcionamiento

La cogeneración también es conocida como sistema combinado de calor y energía (Combined Heat and Power system, CHP), es un sistema de alta eficiencia energética para producir electricidad y calor simultáneamente partiendo de un único combustible. El calor, que es normalmente una pérdida en un sistema convencional, es recuperado como energía útil, por lo que conlleva a un mejor aprovechamiento de la energía primaria.

Los sistemas de cogeneración presentan rendimientos globales del orden del 85-90% (véase la Ilustración 35) y produce un ahorro en el consumo de energía primaria de un 25% comparado con el sistema de generación convencional, lo que favorece a la eficiencia energética. Por tratarse de generación distribuida, la cogeneración produce electricidad en el punto de consumo o en su entorno cercano y por tanto no le afectan los posibles fallos en la red eléctrica.

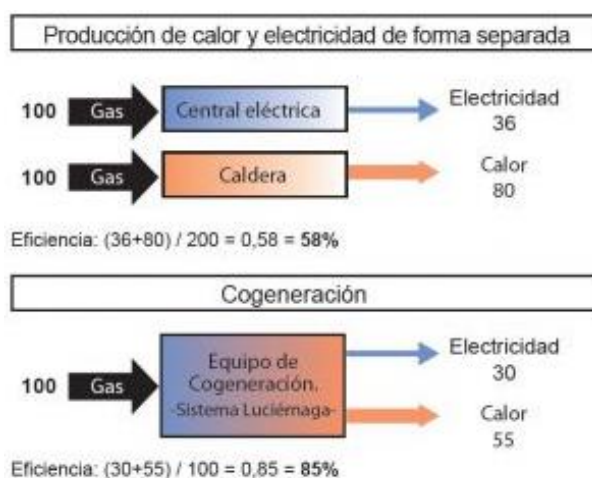


Ilustración 35. Comparación producción calor y electricidad separados vs. cogeneración. Fuente: Axontime

El gas natural es la energía primaria más usada en este tipo de centrales, aunque también se utilizan fuentes de energía renovables o biomasa. Los motores alternativos, turbinas de gas o de vapor que constituyen este tipo de centrales transforman la energía procedente del combustible en energía mecánica y calor residual. La energía mecánica a su vez se transforma en energía eléctrica mediante un alternador, y el calor residual se recupera como fluido termoportador (véase Ilustración 36). Además, las plantas CHP pueden disponer de equipos auxiliares que únicamente usen el combustible con el objetivo de producir energía térmica o de apoyo a la cogeneración, como generadores o calderas convencionales.

La generación convencional es ineficiente, convirtiendo alrededor de un tercio de la energía del combustible en energía útil y por ello la oportunidad de capturar gran parte de la energía que se desperdicia en forma de calor, se valora mucho desde el punto de vista ingenieril.

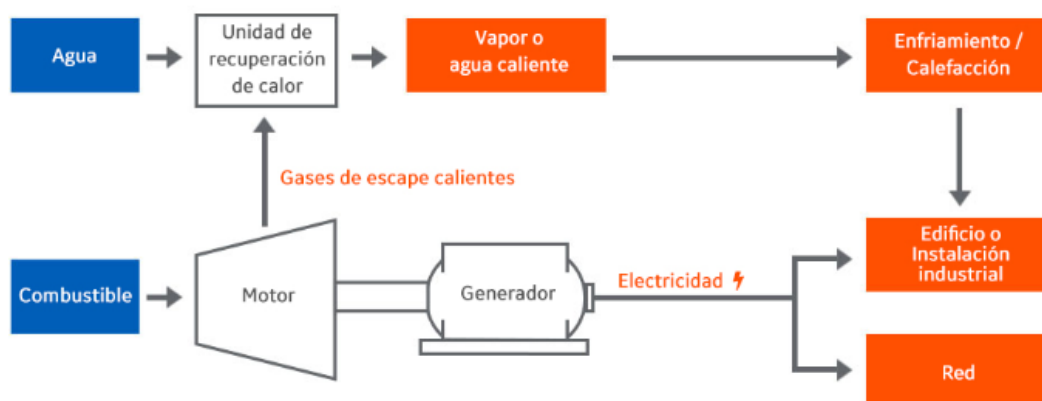


Ilustración 36. Esquema simplificado sistema de cogeneración. Fuente: GE power

5.3 La cogeneración en la UE y España

La UE, consciente del cambio climático y de la escasez de combustibles fósiles que incrementan el coste de los mismos, ha publicado la Directiva de Eficiencia Energética 2012/27/UE que promueve la eficiencia energética en los estados miembros. Una de las medidas establece promover la calefacción y refrigeración. Los países que obtengan mayores beneficios que costes, deben introducir medidas adecuadas para desarrollar infraestructuras de calefacción y refrigeración eficientes. La potencia instalada de cogeneración en Europa desde 2011 se ha mantenido en torno a los 120 GWe. A la cabeza se encuentra Alemania, con 37,1 GW. (véase Ilustración 37). Donde más ha penetrado esta tecnología es en Eslovenia con un 78%.

Alemania estableció una serie de incentivos para nuevas plantas de cogeneración y también para plantas ya existentes con el objetivo de promover el desarrollo de la cogeneración.

El 11% de la electricidad generada en Europa es mediante cogeneración. Dinamarca, Países Bajos y Finlandia son los países con las economías de cogeneración más intensivas del mundo.

En España, el responsable de la transposición de esta Directiva, es la Secretaría de Estado de la Energía del MINETUR (Ministerio de Industria, Energía y Turismo) con el objetivo principal de analizar tanto viabilidad técnica como económica de los sistemas de cogeneración altamente eficientes.

A finales de 2013, las 727 plantas de cogeneración en España contabilizaron 6486,7 MW, de los cuales casi el 55% provenían de la industria química, alimentaria, agrícola, tabacalera y papelera. (véase Tabla 3).

En España tenemos un alto potencial de cogeneración, pero la reforma energética de 2013-14 (RD-ley 9/2013, Ley 24/2013, RD 413/2014, Orden IET 1045/2014) afectó de lleno a este sector, provocando la hibernación de cerca de 2000 MW. La inestabilidad en el marco legislativo que regula este tipo de tecnología en España y la falta de apoyo ha provocado la paralización de plantas y una caída en la generación eléctrica por cogeneración.

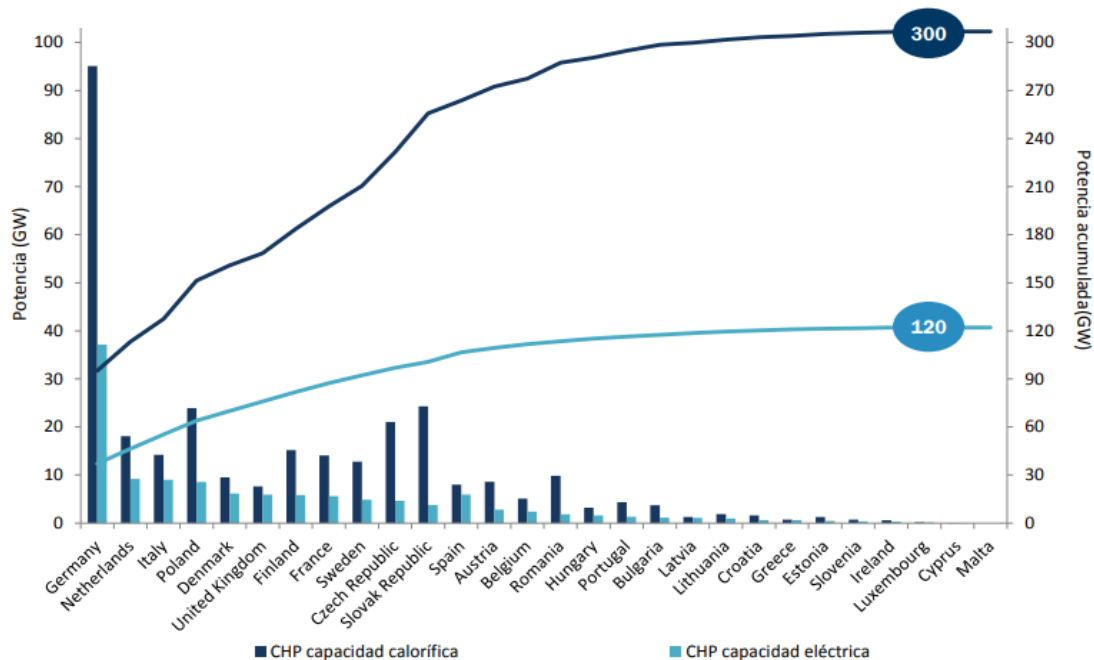


Ilustración 37. Potencia instalada de cogeneración en Europa. *Fuente: Eurostat y Cogen España*

Sector of activity		Electrical power (MW)	Number of plants	Electric power (GWh)
Industry	Coking	123.8	5	613.8
	Extraction	95.3	14	502.3
	Solid Fuel Extraction	35.4	5	72.8
	Manufacture Of Other Non-Metallic Mineral Products	478.0	139	1,696.3
	Chemical industry	1,032.5	60	5,264.8
	Agricultural, Food and Tobacco Industries	1,257.1	151	4,709.7
	Paper and Cardboard, Publishing and Printing Industries	1,253.9	78	7,562.4
	Production of Nonferrous Minerals	35.3	6	87.9
	Refineries	641.4	15	4,306.9
	Steel industry	12.1	3	52.4
	Textile, Clothing and Leather	311.5	34	557.0
	Processed Metals, Manufacturing of Machinery and Equipment	122.1	14	448.5
	Other Industrial Branches	414.4	58	1,774.5
Residential and services		630.1	129	2,906.0
Transport and Communication		44.0	16	235.5
TOTAL		6,486.7	727	30,790.9

Tabla 3. Electricidad generada en España por plantas de cogeneración por sectores. *Fuente: Journal of Cogeneration Energy Statistics (2013), IDEA*

5.4 Ventajas de la cogeneración

Son muchas las ventajas que presentan los sistemas de cogeneración frente a otros tipos de sistemas de generación de energía, entre ellos los principales son:

- Flexibilidad en el tipo de equipo

La cogeneración puede implementarse en medianas empresas por medio de motores de combustión interna alternativos o por turbinas. Para elegir la ideal se debe realizar un análisis de los requerimientos térmicos y eléctricos. Los equipos pueden funcionar con cualquier tipo de combustible, aunque siempre se recomienda tener presente las ventajas del gas natural (combustible económico y de combustión más limpia).

- Aprovechamiento de la generación eléctrica

El autoconsumo de energía eléctrica puede utilizarse para no depender de la compañía suministradora de electricidad, para eliminar los picos de demanda que elevan el costo del servicio, así como para eliminar los tiempos de tarifa en horas punta que son más caros. Incluso puede utilizarse como suplemento o sustitución de la red eléctrica.

- Aprovechamiento de la generación térmica

La cogeneración para producir electricidad quema un combustible, por lo que genera un exceso de calor que posteriormente recupera y utiliza para las necesidades de la empresa en cuestión.

- Ahorro en el coste de electricidad y combustible

Gracias al aprovechamiento de energía térmica que con otro tipo de sistema de generación se desperdiciaría, el aumento de la eficiencia energética es brutal. Pasamos de rendimientos del 35% en sistemas de generación de electricidad tradicionales a incluso un 92% en el caso de cogeneración. Por tanto, esto supone un ahorro muy importante en combustible y electricidad.

- Beneficios a nivel nacional y ecológicos

A nivel nacional proporciona los siguientes beneficios:

- ✓ Liberación de una parte de la capacidad eléctrica de la CFE
- ✓ Ahorros en el combustible total consumido por el país
- ✓ Si se utiliza gas natural como combustible, se disminuye la contaminación ambiental

- Reducción emisiones de carbono

Debido a los diferentes protocolos y conferencias internacionales sobre la problemática ambiental, los países industrializados deben reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero. El incremento de la eficiencia energética en los sistemas de cogeneración consigue disminuir las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

5.5 Normativa horas equivalentes

Según el Real Decreto 413/2014 de 6 de junio, se define número de horas equivalentes de funcionamiento de una instalación de producción de energía eléctrica en un período determinado, como el cociente entre la energía vendida en el mercado en cualquiera de sus formas de contratación en el mismo período, expresada en kWh, y la potencia instalada, expresada en kW. En el caso de instalaciones de cogeneración, se considerará la energía generada en barras central ¹, equivalente a la energía bruta generada menos las pérdidas en los transformadores, las pérdidas en los conductores de interconexión y los consumos de los servicios auxiliares propios de la central.

El número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y el umbral de funcionamiento, se establecerán para cada instalación tipo por orden del MINETUR, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para asuntos económicos.

¹ Es la energía entregada a la red por una central eléctrica.

En todo caso, el umbral de funcionamiento será inferior al número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo.

Se establecen tres límites en cuanto a horas equivalentes de funcionamiento de la planta:

- Umbral de funcionamiento U_f : Horas equivalentes de funcionamiento por debajo de la cual se perderá el derecho a la retribución específica para ese año.
- Horas mínimas de funcionamiento N_h : Horas equivalentes de funcionamiento por encima de la cual dará derecho a la percepción de la totalidad de la retribución específica.
- Horas máximas de funcionamiento: Horas de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la retribución a la operación.

Se producirán unas correcciones de los ingresos anuales como consecuencia del número de horas equivalentes de funcionamiento.

-Si el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación es superior al número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo de la instalación tipo en dicho año, no se producirá ninguna reducción en los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico.

-Si el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación se sitúa entre el umbral de funcionamiento y el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo de la instalación tipo en dicho año, se reducirán proporcionalmente los ingresos anuales procedentes de la retribución específica. Para ello se multiplicará el valor de los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico por el coeficiente d cuya fórmula es la siguiente:

$$d = \frac{N_{h_{inst}} - U_f}{N_{h_{min}} - U_f}$$

Siendo:

$N_{h_{inst}}$ = Número de horas equivalentes de funcionamiento anuales de la instalación, expresado en horas

U_f = Umbral de funcionamiento de la instalación tipo en un año, expresado en horas

$N_{h_{min}}$ = Número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo de la instalación tipo en un año, expresado en horas

-Si el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación es inferior al umbral de funcionamiento (U_f) de la instalación tipo en dicho año, el titular de la instalación perderá el derecho al régimen retributivo específico en ese año.

Nuestra instalación se corresponde con la “a.1. Instalaciones que incluyan una central de cogeneración”, con un rango de potencia inferior a 0,5 MW y funcionando con un motor de gas natural. Para este tipo de instalaciones el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo (N_h) anual desde 2014 a 2016 es de 2100 horas y el umbral de funcionamiento (U_f) anual desde 2014 a 2016 es de 640 horas, siendo los porcentajes aplicables a N_h y U_f anuales para el cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses, 15%, 30% y 45% respectivamente.

6 ELEMENTOS DEL PROYECTO

En nuestro proyecto hemos utilizado elementos para calefacción, refrigeración y ACS. Mantendremos la caldera convencional de gas natural como apoyo al sistema de cogeneración para la producción de calefacción en nuestro hotel. Mediante un intercambiador, proporcionaremos calor del bus de alta (el de calefacción) al bus de media (el de ACS). Por último, la enfriadora proporcionará la refrigeración demandada en la instalación. A continuación explicamos cada uno de ellos.

6.1 Caldera convencional o estándar

Las calderas convencionales son equipos en los que el calor se genera mediante la combustión de gasóleo, gas natural, etc; que calientan un fluido que generalmente es agua y la bombea a tanques de agua caliente donde se mantiene hasta que haya demanda en el edificio y entonces se procede a bombear de nuevo, esta vez, a través de una serie de tuberías y radiadores hacia el habitáculo a calentar. Tienen un rendimiento aproximado del 90%. Desde 2010, este tipo de calderas solo pueden ser de combustión estanca, es decir, la admisión del aire y evacuación de los humos se realizan en una cámara cerrada sin contacto con la instalación. Son las más antiguas del mercado y también son conocidas como calderas normales o solo de calor. Requieren de un tanque de almacenamiento de agua fría (extrae agua fría de la red) para alimentar el cilindro de agua caliente. También requiere de un tanque para mantener el nivel de agua de la calefacción central. Entre sus ventajas destaca que son aptas para producir ACS y su elevada vida útil (aprox. 15-20 años). Sin embargo, también tiene inconvenientes como su elevado consumo y la imposibilidad de ofrecer refrigeración, además de un elevado coste en mantenimientos periódicos.

Según la Directiva Europea 92/42/CEE que fue transpuesta a la legislación Española mediante el Real Decreto 275/1995 de 24 de febrero, la caldera estándar es aquella que debe trabajar con temperaturas de retorno superiores al punto de rocío de los humos ya que no soportan los efectos de las condensaciones en su interior. La temperatura media de funcionamiento no puede ser inferior a 75°C. Debido a este requerimiento, este tipo de calderas tienen menor rendimiento a carga parcial que a carga total.

Podemos clasificar las calderas por su tecnología en calderas de agua caliente, de agua sobrecalentada, de vapor o de fluido térmico.

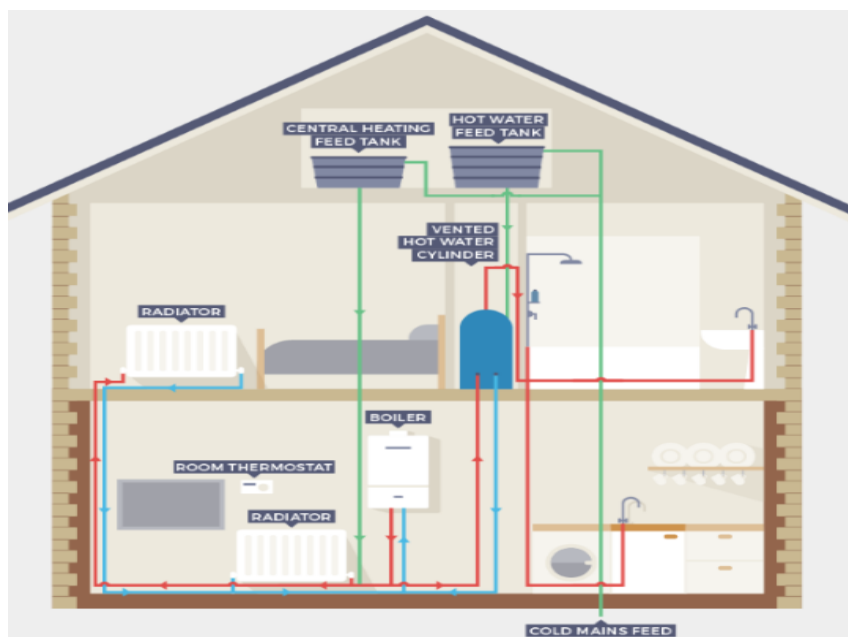


Ilustración 38. Esquema calefacción con caldera convencional. *Fuente: The Eco Experts*

6.1.1 Caldera de agua caliente

Son aquellas en las que el fluido caloportador es el agua y tienen una temperatura máxima de servicio por debajo de los 100 °C. Este tipo de calderas pueden ser tanto acuotubulares (agua por dentro de los tubos y gases por fuera) como pirotubulares (agua por fuera y gases por dentro de los tubos). Las calderas de agua caliente convencionales trabajan con temperaturas entre 70-90°C y con temperaturas de retorno superiores a 55°C. Se utilizan en aplicaciones para agua caliente sanitaria, para calefacción de confort, protección contra heladas, calefacción por suelo radiante, lavanderías, etc.



Ilustración 39. Caldera pirotubular estándar de agua caliente. Fuente: Fenercom

6.1.2 Caldera de agua sobrecalentada

En este tipo de calderas el fluido caloportador también es el agua. La temperatura máxima de servicio es superior a 110°C. Este tipo de caldera al igual que las anteriores, pueden ser acuotubulares o pirotubulares.

6.1.3 Caldera de vapor

Aquí el fluido caloportador es vapor de agua. Pueden ser acuotubulares o pirotubulares. Este tipo de calderas calientan el agua hasta llevarla a ebullición para la posterior generación de vapor que será usado en diferentes aplicaciones.

6.1.4 Caldera de fluido térmico

En este caso el fluido caloportador es diferente al agua. Este tipo de caldera solo pueden ser acuotubulares.

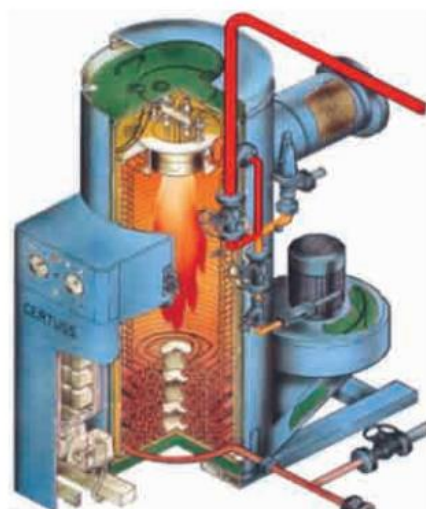


Ilustración 40. Caldera acuotubular de fluido térmico. Fuente: Fenercom

6.2 Cogeneración

6.2.1 Clasificación

6.2.1.1 Cogeneración con motor alternativo de gas o fuel

Un motor de combustión interna alternativo convierte la energía química contenida en el combustible en energía térmica y eléctrica. Su principio de funcionamiento se basa en movimientos lineales y alternativos de los pistones para conseguir el movimiento rotatorio en el eje. La energía eléctrica se obtiene mediante un alternador, mientras que la energía térmica se obtiene en forma de gases de escape y agua caliente en los circuitos de refrigeración.

Los motores más habituales para aplicaciones en edificios son los pequeños-medianos con un rendimiento eléctrico del 35-45% y que unidos a aplicaciones de cogeneración con recuperación del calor alcanzan rendimientos de entre el 65-92%. Su funcionamiento se puede visualizar con más detalle en la Ilustración 41. Este tipo de instalaciones son recomendables para potencias de hasta 15 MW, donde es muy importante la generación de energía eléctrica. En la Tabla 4 podemos ver las características principales de este tipo de motores.

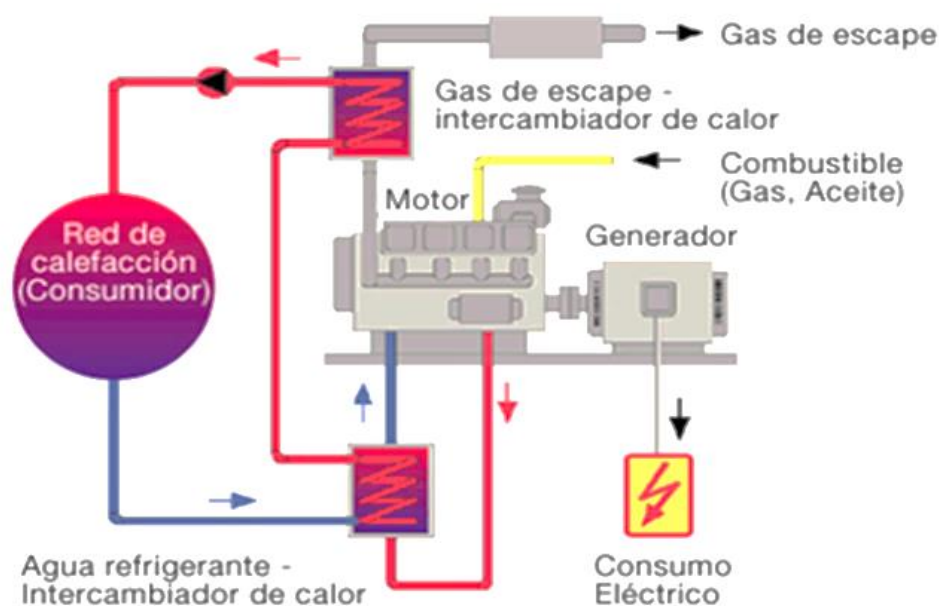


Ilustración 41. Cogeneración con un motor de combustión interna alternativo. *Fuente: SlidePlayer*

Rango de Capacidad	1 kWe a 10 MWe
Eficiencia Eléctrica	35-45%
Costo típico	Más de 1000 €/kW para pequeña escala Menos de 500 €/kW para gran escala (MW)
Campo de Aplicación	Amplio rango.

Tabla 4. Características MCIA de cogeneración. *Fuente: Agencia de Eficiencia Energética*

6.2.1.2 Cogeneración con turbina de gas

El combustible se quema en un turbogenerador y posteriormente una parte de la energía se transforma en energía mecánica que al pasar por el alternador pasa a ser energía eléctrica. Tienen un rendimiento menor que las plantas con motores alternativos.

En este tipo de plantas, la recuperación del calor es fundamental ya que los gases de escape salen a una temperatura de unos 500 °C, ideal para producir vapor en una caldera de recuperación. Son plantas muy fiables y rentables si funcionan con demanda continua de calor un gran número de horas.

Aunque un ciclo simple consta de una turbina de gas y una caldera de recuperación, puede añadirse un quemador post-combustión cuando la demanda de vapor es mayor a la proporcionada por los gases de escape. Esto es posible gracias a que los gases de escape son ricos en oxígeno. En el caso del motor alternativo, habría que enriquecerlos en primer lugar antes de realizar la post-combustión, como esto es difícil y costoso, se opta por implantar mejor calderas auxiliares de reserva.

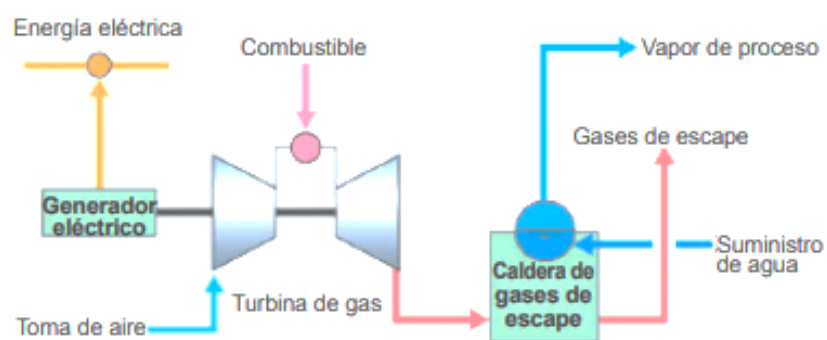


Ilustración 42. Cogeneración con turbina de gas. *Fuente: Kawasaki Heavy Industries, Ltd.*

6.2.1.3 Cogeneración con turbina de vapor

Se pueden distinguir dos tipos de turbinas de vapor; a contrapresión, donde la presión de descarga de vapor de la turbina es superior o igual a la atmosférica y de condensación, donde la presión es inferior a la atmosférica y deben incorporar un condensador para que el vapor regrese a la bomba condensado. Con turbinas de vapor podemos utilizar una gran variedad de combustibles como el carbón, gas natural, fueloil y biomasa.

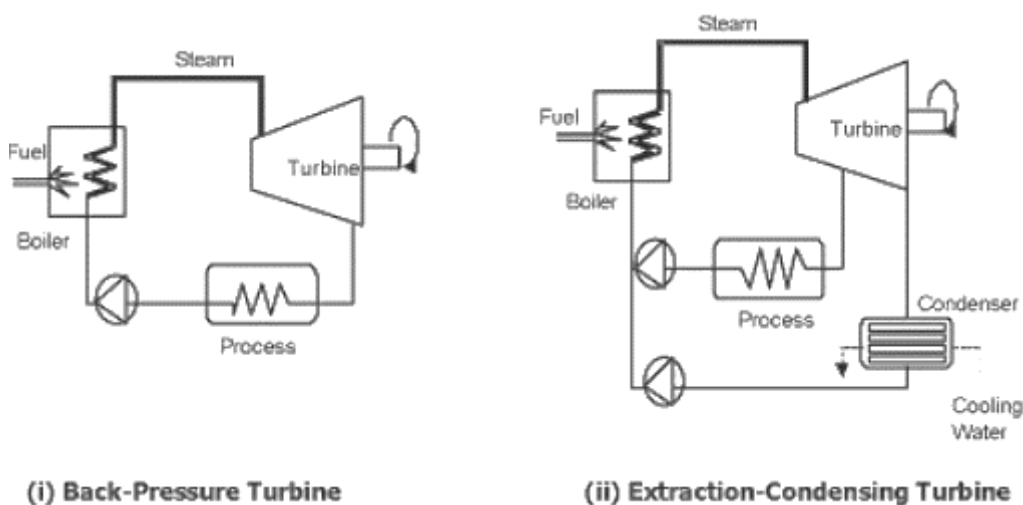


Ilustración 43. Diagramas de sistema de cogeneración por turbina de vapor. *Fuente: Bureau of energy efficiency*

6.2.1.4 Cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas

Se llama ciclo combinado al conjunto de turbina de gas y de vapor, donde se utilizan los gases de escape de la turbina de gas a temperaturas elevadas para aportarle calor a la caldera de recuperación, donde se produce vapor a alta presión y que posteriormente se expande en la turbina de vapor produciendo energía eléctrica adicional. Obtendremos vapor a baja presión a la salida de la turbina de vapor que se utilizará para otra aplicación o se condensa para obtener agua caliente. Tiene una eficiencia muy elevada gracias a que los rendimientos alcanzados son superiores a los de una central de único ciclo.

La denominación de ciclo combinado proviene de la combinación de dos ciclos: el ciclo de gas (denominado ciclo Bryton) y el ciclo de vapor (denominado ciclo Rankine)

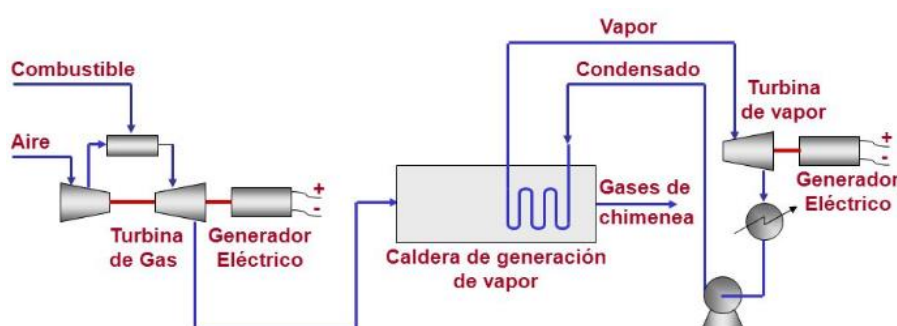


Ilustración 44. Planta de cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas. *Fuente: Pemex*

6.2.1.5 Cogeneración en ciclo combinado con motor alternativo

Los gases de escape del motor se encuentran a una temperatura elevada y van directos a la caldera de recuperación, produciendo vapor que posteriormente se empleará en la turbina de vapor para producir energía eléctrica o mecánica. El vapor a la salida de la turbina contiene gran cantidad de energía que también puede ser aprovechada para elevar el rendimiento total del sistema. Se utiliza en plantas donde la demanda de calor es reducida.

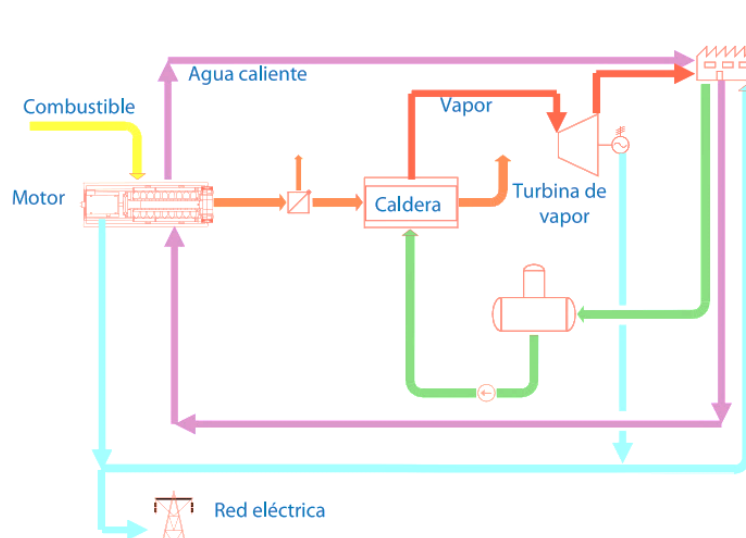


Ilustración 45. Planta de cogeneración en ciclo combinado con motor alternativo. *Fuente: Fenercom*

6.2.2 Trigeneración y tetrageneración

Se conoce como la generación de electricidad, calor y frío de forma conjunta a partir de un mismo combustible o energía primaria. Consiste en incorporar a un sistema de cogeneración un equipo de absorción (de amoníaco

o de sales de bromuro de litio) para refrigerar agua.

Esta tecnología es muy atractiva para el sector alimentario donde la refrigeración es imprescindible; al mismo tiempo también es muy interesante para el sector terciario (hoteles, centros comerciales, hospitales, etc.) ya que además de calefacción, también se requiere refrigeración.

El calor que se necesita para activar la refrigeración por absorción puede obtenerse de diferentes formas:

- Simple efecto:
 - a. Agua caliente procedente del enfriamiento del motor de cogeneración o del intercambio con los gases de escape de la turbina / motor de cogeneración
 - b. Vapor a baja presión producido por el intercambio con los gases de escape de la turbina / motor cogeneración
- Doble efecto: gases de escape con temperaturas superiores a los 350°C procedentes de los motores térmicos o turbinas
- Sistema dual (simple efecto + doble efecto): gases de escape y agua caliente procedentes de la combustión de motores endotérmicos y de su circuito hidráulico de enfriamiento de camisas, culatas y aceite.

Una instalación de trigeneración intenta suministrar electricidad, calefacción, refrigeración y ACS.

La tetrageneración consiste en producir energía mecánica a partir de una turbina, además de electricidad, calor y frío, con el objetivo de accionar las bombas o producir aire comprimido.

6.2.3 Rendimientos

Se definen a continuación rendimiento eléctrico, global y eléctrico equivalente:

- Rendimiento eléctrico: Es el cociente entre la energía eléctrica generada por la planta y la energía aportada por el combustible.

$$\eta_e = Q_{eléc} / (m_{cble} \cdot PCI)$$

siendo:

η_e = rendimiento eléctrico

$Q_{eléc}$ = energía eléctrica generada (kW)

m_{cble} = gasto de combustible ($\frac{kg}{s}$)

PCI = poder calorífico inferior ($\frac{kJ}{kg}$)

- Rendimiento global: Es el cociente entre la suma de la energía eléctrica generada por la planta y el calor útil producido y la energía aportada por el combustible.

$$\eta_G = (Q_{eléc} + Q_{útil}) / m_{cble} \cdot PCI$$

siendo:

η_G = rendimiento global

$Q_{útil}$ = calor útil producido (kW)

- Rendimiento eléctrico equivalente: es uno de los principales parámetros de las plantas de cogeneración, se define como el cociente entre la energía eléctrica generada y la energía aportada por el combustible atribuible a la generación de electricidad. En España, este rendimiento está directamente relacionado con la prima eléctrica a percibir por el promotor, por tanto, si se consigue aumentar este rendimiento conseguiremos mejorar la rentabilidad global del proyecto.

$$\eta_{ee} = \frac{Q_{eléc}}{(m_{cble} \cdot PCI) - Q_{útil}/0,9}$$

siendo:

η_{ee} = rendimiento eléctrico equivalente

6.2.4 Emisiones

Una de las razones de éxito de las plantas de cogeneración es que son más respetuosas con el medio ambiente que otras formas de generación de energía que utilizan combustibles fósiles. Emiten menos CO₂ que otras centrales térmicas al tener mayor rendimiento global.

Tenemos que analizar el impacto ambiental de cada máquina por separado. El tipo de combustible también es muy importante a la hora de conocer las emisiones contaminantes del equipo en estudio.

En general, las turbinas de gas tienen un efecto menor en términos de contaminación para el mismo tipo de combustible, pudiendo incluso bajar fácilmente los niveles de NO_x inyectando agua o vapor, a diferencia de los motores diésel, en los que se consigue una disminución menor. Además, debemos tener presente que las concentraciones de NO_x en los motores diésel son unas cinco veces mayores.

Los niveles de óxidos de azufre dependen de la composición del combustible utilizado y por tanto puede disminuirse simplemente utilizando combustibles con menos contenido en azufre. La cantidad de monóxido de carbono e hidrocarburos depende tanto del tipo de combustible como de la máquina. En el caso del gas natural, las emisiones de SO₂ y de partículas sólidas son prácticamente inapreciables.

La Tabla 5 indica las emisiones netas por unidad de energía eléctrica producida, es decir, descontando la parte de las emisiones necesarias para producir el calor útil y suponiendo que éste se hace con un rendimiento del 90%.

Contaminante	Turbina gas	Ciclo combinado	Motor de gas	Motor diésel con fuelóleo	Central eléctrica de ciclo combinado	Central eléctrica de carbón
NO ₂	0,2	0,2	1,2	7,2	0,24	3,4
SO ₂	-	-	-	3	-	15
CO ₂	245	210	284	530	350	1000
CO	0,1	0,1	1,6	1,7	0,1	1

Tabla 5. Emisiones en g/kWh eléctrico en plantas de cogeneración. *Elaboración propia con datos de Fenercom.*

Según la legislación española no es necesario tomar medidas correctoras para estas emisiones, pero a nivel europeo será preciso tomarlas sobre los motores que queman fuelóleo por sus altos niveles de contaminación.

6.2.5 Combustibles

Lo que determina la elección del combustible principalmente es su precio y el efecto medioambiental. La mejor opción es utilizar gas natural (cuando existe disponibilidad de suministro en las proximidades), sobretodo en turbinas de gas. En cuanto a precio, el fuelóleo para motores diésel es mejor opción que el gas natural. Sin embargo, debido a sus desventajas: mayor coste de mantenimiento, mayor contaminación y limitación del rendimiento, el gas natural sigue ganándole el pulso. Parece obvio pensar que, en el caso de falta de suministro de gas natural, se tendería a optar por motores diesel funcionando con fuelóleo. Sin embargo, si la no disponibilidad de gas natural es temporal, se puede optar por combustibles de características similares al éste, como el GLP (gas licuado de petróleo) o el GNL (gas natural licuado).

Por razones de garantía de suministro y control de precios lo ideal sería poder utilizar ambos combustibles (tanto gas natural como fuelóleo) en la misma máquina. En el caso de las turbinas, este sistema se puede

conseguir con un aumento de equipamiento; pero en el caso de los motores alternativos aún no está muy probado.

6.3 Enfriadoras

Mediante un intercambio de calor con un medio a menor temperatura, obtenemos aire frío. Es interesante explicar en primer lugar la diferencia existente entre equipos autónomos (también llamados de expansión directa) y equipos centralizados (o de expansión indirecta).

- Equipos autónomos o de expansión directa: La transferencia térmica se realiza entre un fluido refrigerante a baja temperatura y el aire a enfriar. El refrigerante se evapora en el serpentín del evaporador, enfriando directamente al aire local.

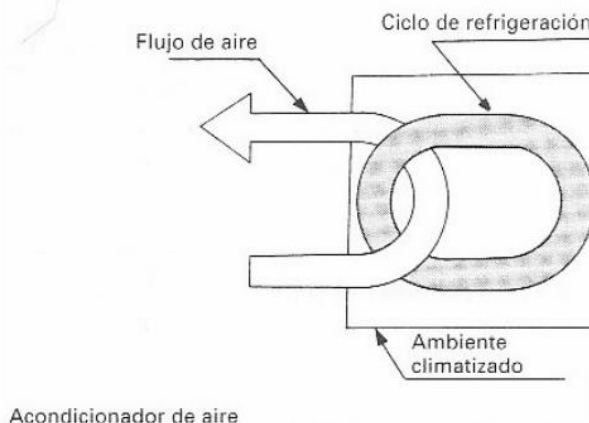


Ilustración 46. Esquema expansión directa. Fuente: *bibing.es*. Inmaculada Martínez

- Equipos centralizados o de expansión indirecta: El evaporador enfría un fluido secundario que hacemos circular para enfriar al medio. Generalmente el equipo productor de frío se encuentra en un lugar diferente al medio. A este tipo pertenecen las enfriadoras de agua, donde el agua actúa como refrigerante secundario.

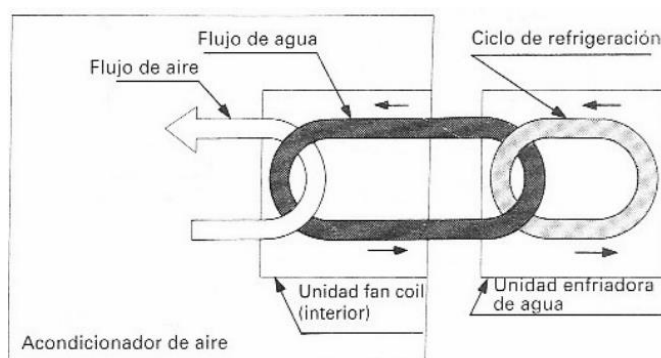


Ilustración 47. Esquema expansión indirecta. Fuente: *bibing.es*. Inmaculada Martínez

6.3.1 Clasificación de enfriadoras de líquido

Pertenecen a los equipos centralizados o de expansión indirecta, y su función es enfriar un medio líquido que generalmente es agua. En modo bomba de calor también puede calentar ese líquido.

6.3.1.1 Enfriadora condensada por agua

Las enfriadoras condensadas por agua se suelen utilizar para grandes instalaciones de aire acondicionado

gracias a las ventajas que ofrece con respecto a la centralización. En este tipo de sistemas el evaporador no está en contacto con el fluido a enfriar, sino que el agua es enfriada por el refrigerante, siendo empleada como refrigerante secundario para posteriormente distribuirla por el acondicionamiento del aire hasta el lugar donde se produzca la demanda. Se benefician del calor específico del agua y su calor latente de vaporización y requieren una red de suministro de agua.

La temperatura del agua disminuye a su paso por el evaporador. Unos valores típicos de temperaturas en este tipo de enfriadoras es 7°C para el agua que sale de la enfriadora y 12°C para el que retorna.

Según la UNE-EN 14511-1 de mayo de 2004, una enfriadora de líquido es un “aparato montado en fábrica concebido para la refrigeración de líquido utilizando un evaporador, un compresor de refrigerante, un condensador integrado o externo y los controles adecuados. Además, puede tener dispositivos para calentar como en el caso de la bomba de calor”.

También podríamos definirla como aquel elemento que utiliza el propio agua como portador del frío y una unidad terminal aprovecha esa temperatura para acondicionar un habitáculo. Al utilizar el agua para la condensación, podemos disponer de temperaturas más bajas y estables que al usar el aire del exterior. Temperaturas más estables implican mejor eficiencia en el ciclo de refrigeración.

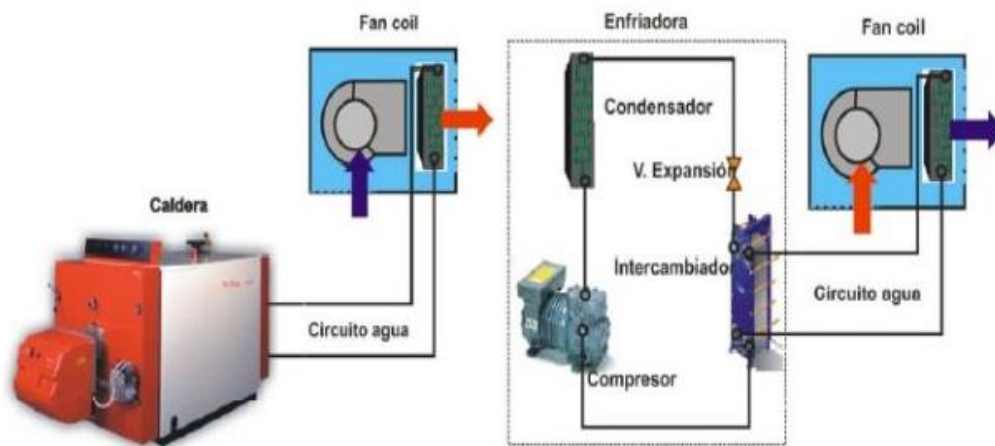


Ilustración 48. Sistema de refrigeración agua-agua. Fuente: scalofrios.es

6.3.1.2 Enfriadora condensada por aire

Su gran ventaja es que el aire es gratis. Sin embargo el calor específico del aire es muy bajo y se necesita mover grandes cantidades del mismo para un buen intercambio térmico, por lo que se precisa el uso de ventiladores.

6.4 Intercambiador de calor

Es un elemento fundamental en instalaciones de calefacción y refrigeración. Consiste en un dispositivo que transfiere calor entre dos fluidos que pueden estar en contacto directo o indirecto. Se emplean para los siguientes usos principalmente:

- Elevar la temperatura de un fluido mediante a otro más caliente.
- Enfriar un fluido empleando otro con menor temperatura.
- Condensar un fluido en estado gaseoso utilizando fluidos fríos.
- Llevar al punto de ebullición a un fluido mediante otro con mayor temperatura.
- Llevar al punto de ebullición a un fluido mientras se condensa otro fluido gaseoso con mayor temperatura.

La función de los intercambiadores de calor es exclusivamente la transferencia de calor y por tanto los fluidos

involucrados deben tener diferentes temperaturas. Además, debemos conocer que el calor se transfiere siempre del fluido de mayor temperatura al de menor temperatura, nunca a la inversa.

6.5 Sistema de almacenamiento de calor

6.5.1 Introducción

Debido a la variabilidad horaria en las demandas de calefacción, refrigeración y ACS, aparece la necesidad de incorporar a la planta de cogeneración un sistema de almacenamiento de calor (SAC). Esto supone un coste adicional en la inversión inicial que puede resultar tanto energéticamente como económicamente viable.

Su ventaja principal es evitar el consumo de energía parásita en períodos pico y cubrir los picos de demanda de refrigeración con sistemas de enfriamiento más pequeños, además de aumentar el rendimiento eléctrico equivalente de la instalación.

El SAC es un depósito normalmente cilíndrico y vertical con paredes de material aislante y que contiene dos serpentines, uno para introducir calor y el otro para extraerlo. Está lleno de fluido caloportador, que en nuestro caso es agua. Se pueden construir en acero galvanizado, acero inoxidable, aluminio o fibra de vidrio reforzada.

6.5.2 Tipos de acumuladores de agua

6.5.2.1 Acumuladores sin intercambiador de calor

Son los acumuladores más simples ya que almacenan el agua caliente y en su interior se encuentra el sistema de generación de calor. Generalmente se trata de una resistencia que se conecta a la corriente eléctrica. Son los llamados termos eléctricos.



Ilustración 49. Termo eléctrico. Fuente: Sánchez Plá S.A

6.5.2.2 Acumuladores de serpentín

En este caso el generador de calor se sitúa en el exterior del acumulador y por tanto requiere de un intercambiador de calor, para transmitir esta energía hasta el acumulador. Este acumulador es más higiénico que el anterior y además podemos tartar el agua con anticongelantes en zonas donde haya riesgo de heladas.

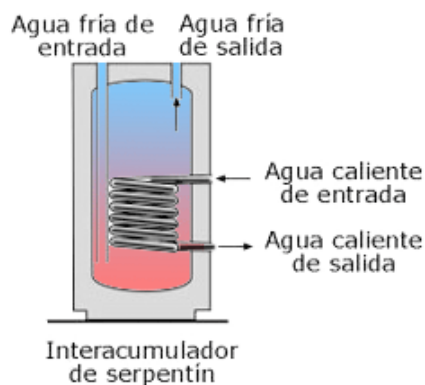


Ilustración 50. Acumulador de serpentín. *Fuente: caloryfrio.com*

6.5.2.3 Acumuladores de doble envolvente

Formado por un depósito con dos paredes y el espacio entre ambas se utiliza para hacer circular el agua caliente del circuito primario. En el interior del depósito se encuentra el agua a calentar.

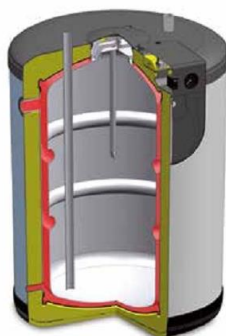


Ilustración 51. Acumulador de doble envolvente. *Fuente: Ibaizabal saneamientos*

6.5.2.4 Acumuladores de doble serpentín

Son ideales para calefacción de suelos radiantes además de ACS. El primer serpentín proporciona el calor (está situado en la parte inferior del acumulador) y el segundo serpentín aprovecha el calor acumulado para el circuito de calefacción (situado en la parte superior del acumulador).



Ilustración 52. Acumulador de doble serpentín. *Fuente: Mecalia S.L*

6.5.2.5 Acumuladores estratificados

La estratificación térmica consiste en conseguir mantener un gradiente elevado de temperaturas en el sistema de acumulación. En el caso de un tanque de agua, tenemos el agua caliente arriba y la fría debajo. Cuanto más alta sea la estratificación mayor rendimiento global obtendremos en la instalación. Por ello es importante que

el movimiento del agua dentro del tanque no sea excesivo para así no uniformizar la temperatura del tanque.

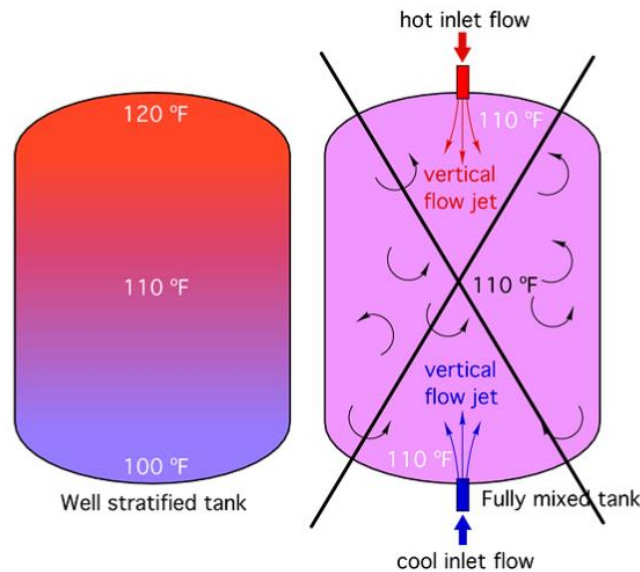


Ilustración 53. Tanque con estratificación térmica (izquierda) y tanque con uniformidad térmica (izquierda).

Fuente: J. Siegenthaler

6.5.2.6 Acumuladores de inercia en instalaciones de refrigeración

Se emplean para la acumulación de agua refrigerada en circuitos de aire acondicionado, asegurando una temperatura media constante y reduciendo de forma considerable el número de arranques y paros del grupo frigorífico cuando se producen rápidas variaciones de la temperatura. Su función es la acumulación de agua refrigerada en el circuito primario, por lo que nunca deben ser instalados en el circuito secundario de agua potable. Los acumuladores de inercia pueden utilizarse tanto para instalaciones de refrigeración, como para climatización y ACS.

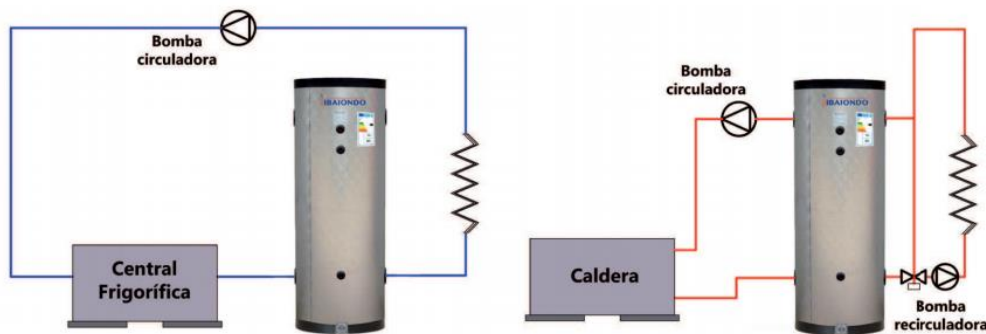


Ilustración 54. Acumulador de inercia AR-A. *Fuente: Industrias Ibaiondo, S.A.*

6.5.3 Coste del SAC

El coste es función de la máxima energía térmica que pueda almacenar. Su valor viene determinado por una correlación extraída del artículo “Analysis of combustion turbine intel air cooling system applied to an operating cogeneration power plant” de los autores R.Chacartegui, F. Jiménez-Espadafor, D. Sánchez, T. Sánchez), donde un RT es una tonelada de refrigeración y equivale a 3,52 kW.

$$Coste_{SAC}(\text{€/}RT_h) = 157,5 - 2,75 \cdot 10^{-3} \cdot RT_h ; \text{para } 2000 < RT_h < 20000$$

6.6 Bombas, mezcladores y divisores

6.6.1 Bombas hidráulicas

Las bombas hidráulicas o bombas de agua son máquinas generadoras que transforman la energía mecánica en energía hidráulica. La acción mecánica genera un vacío en la succión, lo que permite que la presión atmosférica obligue al líquido del tanque a ir hacia la entrada de la misma.

Es muy importante no confundir la función de la bomba con la de un compresor, puesto que la bomba no genera presión, exclusivamente favorece el movimiento del fluido que circula a través de ella. Esto se debe a que las bombas hidráulicas trabajan con fluidos incompresibles en los que su densidad no varía.

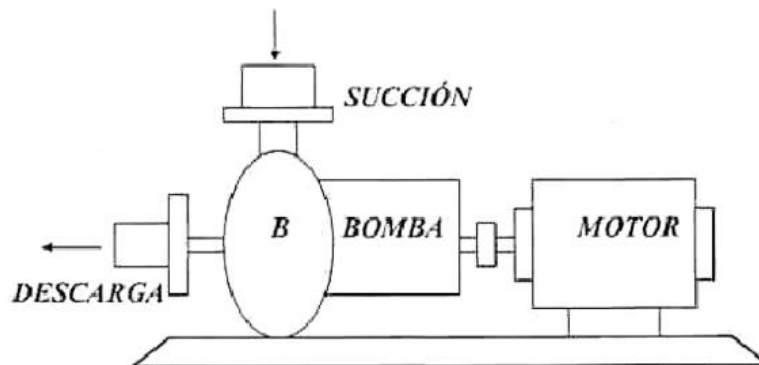


Ilustración 55. Esquema básico de una bomba hidráulica. *Fuente: ingeniomaquinas*

6.6.2 Mezcladores estáticos

Son ampliamente utilizados para conseguir homogeneizar fluidos como gases o líquidos sin la necesidad de incorporar piezas mecánicas móviles. El fluido atraviesa una estructura geométrica fija que constantemente divide el flujo en numerosas partes. Generalmente está acoplado concéntricamente a una tubería y es fácil de instalar.



Ilustración 56. Funcionamiento mezclador estático. *Fuente: Novatec Fluid System S.A*

6.6.3 Divisores de flujo hidráulico

Se emplean para separar un caudal en dos o más. Hay divisores en los que el reparto del fluido es equitativo en cada salida, en otros puede regularse.



Ilustración 57. Divisor de flujo hidráulico. *Fuente: Amazon*

7 INSTALACIONES TÍPICAS EN HOTELES

De todos los edificios comerciales, los establecimientos hoteleros son los que peor impacto medio ambiental tienen de todos los edificios comerciales, con excepción de los hospitales (*Rada 1996*). Los hoteles son grandes consumidores de energía y la mayor parte de esta energía se emplea en aplicaciones térmicas como la climatización, producción de ACS o calentamiento de piscinas. Las dos primeras representan conjuntamente más del 50% de la energía consumida por el hotel.

	%
Calefacción o climatización	45
Agua caliente total	24
Iluminación	14
Lavanderías y cocinas	12
Otros	5

Tabla 6. Distribución promedio de energía en los hoteles. *Fuente: Instituto de ciencia y tecnología de alimentos y nutrición.*

Las instalaciones ubicadas en climas fríos tienden a emplear calderas de combustibles fósiles para calefacción; el petróleo se ha ido sustituyendo progresivamente por el gas natural en aquellos lugares donde hay suministro en las proximidades. El uso de bombas de calor en este tipo de instalaciones es inadecuado porque el rendimiento de estos equipos es muy bajo y pueden estropearse prematuramente.

En climas cálidos, la climatización es necesaria y obligatoria en las dos categorías superiores. Además, hay más probabilidades de mayor consumo de electricidad para el enfriamiento de los espacios. El sistema centralizado con enfriadoras de agua es lo más generalizado en los grandes hoteles de categorías superiores y en los de menor categoría se emplean sistemas distribuidos de baja eficiencia. Predominan los fan coil de techo a cuatro tubos, con tres velocidades en sus ventiladores, regulada la temperatura por termostato ambiente, por habitación, pudiéndose elegir manualmente la velocidad de los ventiladores. Se tiende a fraccionar los equipos de producción de frío cuando el número de habitaciones es elevado y puede producir cargas puntas importantes, los más empleados son los de tipo scroll o de tornillo.

En climas intermedios donde se requiere tanto frío como calor, las bombas de calor son las predominantes. En algunas instalaciones se ha aprovechado la geotermia, en otras la energía solar y en pocas la cogeneración con máquinas de absorción.

Tanto el tipo de sistema instalado como los niveles de confort térmico proporcionados están directamente relacionados con la categoría del hotel (véase Tabla 7).

Categoría del hotel	Servicios proporcionados
*	Calefacción o refrigeración cuando sea necesario.
**	Calefacción o refrigeración cuando sea necesario. Calefacción central y enfriamiento de confort estacionalmente disponibles.
***	Calefacción central y refrigeración de confort estacionalmente disponibles. Control de calefacción individual en las habitaciones. La temperatura se mantiene entre 18-25°C.
**** y *****	Calefacción central y refrigeración de confort disponibles en todo el hotel. Control de calefacción y refrigeración individual en todas las habitaciones. Equipos de alta calidad con niveles de emisión de ruido muy bajo.

Tabla 7. Requisitos mínimos del sistema HVAC para hoteles. *Elaboración propia con datos de la Organización Mundial del Turismo*

El aprovechamiento del calor de condensación o el de compresión para el ACS o para lavandería no es una técnica generalizada, debido a que se requiere de un acumulador de calor para permitir su utilización cuando se

precise.

El transporte del agua caliente en hoteles con sistemas de climatización centralizada todo-agua, representa entre el 2-6% del consumo de energía eléctrica total. Las bombas que impulsan el ACS operan las 24 horas del día y los 365 días del año. La producción de ACS en hoteles se suele realizar mediante calderas de agua caliente, instalaciones solares térmicas o a partir del calor residual de máquinas enfriadoras. Los sistemas de ACS típicos en hoteles con climatización centralizada están formados por tres circuitos de bombeo: (véase Ilustración 58)

- Circuito primario de agua caliente (CPAC): mediante la recirculación de un determinado volumen de agua, se recupera el calor en los condensadores de las enfriadoras. Este volumen de agua pasa como fluido caliente por una de las placas de un intercambiador de calor hasta volver nuevamente al condensador de las enfriadoras. En caso que la temperatura del agua en el CPAC no garantice la temperatura del agua caliente de servicio, mediante un calentador o caldera se le incrementa la temperatura al agua en el propio CPAC.
- Circuito secundario de agua caliente (CSAC): circula un volumen de agua a contraflujo, por la otra placa del intercambiador de calor de placas, proveniente del agua a temperatura ambiente (ATA) que se rasarse en el sistema ACS (igual a la que se consume), más el volumen de agua del servicio que no se consume y retorna. Una vez que el agua gana calor en el intercambiador de calor de placas, se va almacenando en unos tanques.
- Circuito de recirculación: favorece la circulación del agua caliente por la red de tuberías de servicio distribuida por todo el hotel.

Para calentamientos auxiliares se utilizan el gas licuado del petróleo, diesel, fueloil y energía eléctrica.

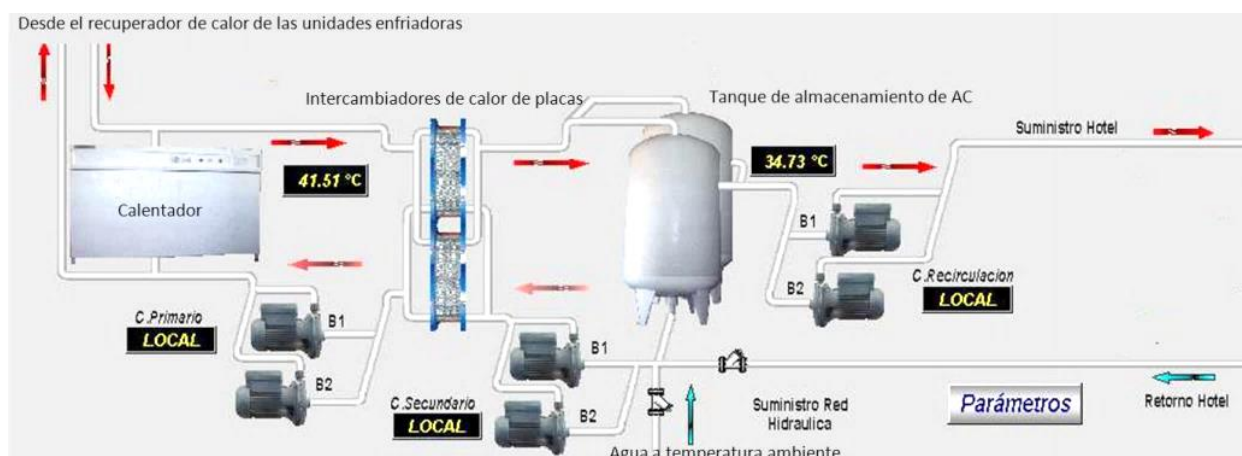


Ilustración 58. Sistema de ACS típico de un hotel. Fuente: Centro de estudio de energía y tecnología avanzada de Moa.

Con respecto al sistema de climatización suele estar compuesto por calderas, máquinas enfriadoras, unidades de tratamiento de aire, bombas de impulsión de fluidos, válvulas, fancoils y termostatos reguladores de temperatura individualizados.

Si el hotel dispone de piscina climatizada, normalmente el agua es calentada desde un circuito activado por calderas que funcionan con combustibles gaseosos o líquidos. En las piscinas de agua caliente cubierta, el consumo energético es mayor porque además de los equipos de bombeo y depuradoras, existen sistemas que mantienen la temperatura y la humedad del interior del local. Tradicionalmente se empleaban bombas de calor o climatizadoras, pero en la actualidad, la regulación exige que esta energía provenga de fuentes de energía renovables, por lo que en obras nuevas o renovaciones es necesario plantearse alternativas como la energía solar fotovoltaica o bombas de calor de alta eficiencia. Actualmente se realizan instalaciones de energía solar térmica para la producción de ACS y para el calentamiento del agua de piscinas.

Los servicios principales de un hotel que necesitan combustibles para su funcionamiento son la climatización (calderas para producir agua caliente para calefacción y ACS), los spas, las piscinas climatizadas, cocinas y lavanderías. En restaurantes, se usa en las cocinas y en la producción de ACS. Generalmente, el sector hotelero suele consumir gasóleo, gas natural o GLP en sus calderas.

8 TRNSYS

8.1 Introducción

Es un software de simulación energética de sistemas transitorios con una estructura modular, que ha estado disponible durante 40 años. Fue desarrollado por el laboratorio de energía solar de la Universidad de Wisconsin-Madison y enriquecido por las contribuciones de TRANSOLAR Energietechnik GMBH, Centre Scientifique et Technique du Bâtiment (CSBT) y Thermal Energy Systems Specialists (TESS). La primera versión pública de TRNSYS fue desarrollada en 1975 para el estudio de sistemas con energía solar.

La biblioteca TRNSYS incluye muchos de los componentes que generalmente encontramos en los sistemas de energía térmica y eléctrica, así como procesadores de datos meteorológicos. La gran mayoría de las simulaciones se centran en la evaluación del rendimiento de sistemas de energía térmica y eléctrica.

TRNSYS permite diseñar y optimizar sistemas energéticos y edificios de bajo consumo de energía.

Este software es usado por ingenieros e investigadores de todo el mundo para validar nuevos desarrollos energéticos, desde sistemas de ACS hasta el diseño y simulación de edificios y sus equipos, incluyendo estrategias de control y sistemas alternativos de energía (eólica, fotovoltaica, solar, etc.)

Herramienta de referencia para las calificaciones de SRCC en los EE.UU y aparece en las regulaciones de la UE (ENV 12977-2) para sistemas solares. Para aplicaciones en edificios, TRNSYS está en línea con la norma ASHRAE 140, ASHRAE 90.1 y Directiva EU sobre eficiencia energética. TRNSYS también puede utilizarse para la obtención de créditos de energía en el proceso de certificación LEED.

En nuestro proyecto hemos utilizado la versión TRNSYS 16 con licencia académica.

8.2 Funcionamiento

Se ha optado por elegir este programa para nuestro proyecto porque es muy completo a la hora de predecir las características de un sistema de energía térmica y disponemos de los componentes adecuados para asegurar un comportamiento satisfactorio del sistema.

TRNSYS se compone de dos partes:

- Motor (denominado kernel) que lee y procesa el archivo de entrada y de forma iterativa resuelve el sistema, determina la convergencia y visualiza sus variables. También puede determinar propiedades termodinámicas, invertir matrices, realizar regresiones lineales, y la interpolación de archivos de datos externos.
- Amplia biblioteca de componentes. Cada uno de ellos modela el rendimiento de una parte del sistema. La biblioteca estándar incluye aproximadamente 150 modelos cuyas componentes pueden ser modificadas, e incluso creadas, por el mismo usuario.

La forma de generar un proyecto en TRNSYS es muy intuitiva; conectamos gráficamente los componentes del Sistema (llamados types) en la interfaz visual **Simulation Studio**. Cada type se describe con un modelo matemático mediante lenguaje de programación Fortran el cual se comporta como una caja negra que contiene entradas, salidas y parámetros. Además, tenemos la opción de crear nuestro propio type con la calculadora **Insert new equation**, lo cual es bastante interesante cuando no encontramos el type que necesitamos.

8.3 Aplicaciones en Trnsys

El tipo de usuario de TRNSYS es muy variado, desde investigadores, consultores energéticos, ingenieros, arquitectos y expertos en simulación de edificios, hasta los propios estudiantes.

TRNSYS se utiliza en diversidad de aplicaciones, entre ellas:

- ✓ Simulación de edificios
- ✓ Sistemas solares fotovoltaicos
- ✓ Sistemas solares térmicos
- ✓ Edificios de baja energía (Net Zero Energy Buildings)
- ✓ Plantas de cogeneración y trigeneración
- ✓ Plantas de biomasa
- ✓ Evaluación de tecnologías emergentes
- ✓ Aplicaciones solares de alta temperatura
- ✓ Investigación y Desarrollo en sistemas de producción y distribución de energía

8.4 Ejemplos

- AIGUASOL es una consultoría especializada en eficiencia energética y energías renovables donde utilizan TRNSYS para la realización de sus proyectos y ha desarrollado TRANSOL.
- El equipo de ingenieros de TRANSSOLAR KlimaEngineering utilizan TRNSYS en multitud de proyectos. Además, TRANSSOLAR ha contribuido en el desarrollo de este software en asociación con los especialistas en sistemas de energía térmica (TESS) y el centro científico técnico del BATTENT. También ha desarrollado un nuevo miembro de la familia de productos TRNSYS: TRNLizard.
- TESS aplica TRNSYS diariamente en sus estudios de simulación.

8.5 Acumuladores en TRNSYS

Utilizaremos cuatro acumuladores en nuestra simulación; para calefacción, cogeneración, refrigeración y ACS. Debido a la importancia de este type en nuestra instalación virtual, vamos a explicar brevemente cómo funcionan. En TRNSYS es el type 4: Stratified Fluid Storage Tank y está formado por N volúmenes totalmente mezclados, como podemos ver en la Ilustración 59. El grado de estratificación está marcado por el valor de N. Si $N=1$, el tanque de almacenamiento se modela como un tanque totalmente mezclado y sin efectos de estratificación. Dispone de dos calentadores auxiliares internos que son opcionales. El usuario puede especificar la conductancia global para la pérdida de calor cuando el calentador no está en funcionamiento. Es un modelo robusto que proporciona buena precisión a la vez que mantiene una complejidad razonable de los parámetros. Es el modelo más utilizado de tanque en la biblioteca estándar. En este modelo se realiza la suposición de que las corrientes de fluido que circulan hacia arriba y hacia abajo desde cada nodo se mezclan por completo antes de que entren en cada segmento.

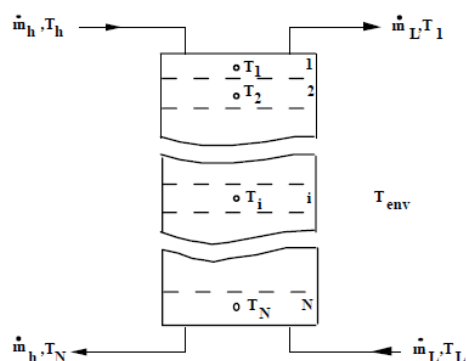


Ilustración 59. Acumulador de fluido estratificado. Fuente: TRNSYS 16 Documentation

9 IMPLEMENTACIÓN EN TRNSYS

9.1 Introducción

Vamos a simular en TRNSYS la implementación de la nueva instalación de climatización y ACS del hotel Acevi Villarroel. La parte de calefacción la cubrirán el sistema de cogeneración, el cual tendrá siempre entrada prioritaria y la caldera convencional como apoyo. Existirá un intercambiador entre el acumulador de calor del sistema de calefacción y el depósito de ACS. Una enfriadora cubrirá la demanda de refrigeración.

9.2 Dimensionado de equipos

9.2.1 Calefacción

9.2.1.1 Caldera convencional

Esta caldera se va a dimensionar con la máxima potencia demandada de calefacción. Su función será dar apoyo al sistema de cogeneración cuando éste no sea suficiente para abastecer la demanda exigida de calefacción/ACS en el hotel. Al haber cinco zonas climáticas en este estudio, habrá una caldera dimensionada para cada uno de ellos.

La caldera convencional tendrá un depósito de acumulación de agua que debe permanecer entre 87-92°C, para ello incorporamos en TRNSYS un controlador diferencial de temperaturas con histéresis, “type 2b”. Se establece un rendimiento térmico de la caldera del 92%. Para calcular el caudal de agua que moverán las bombas, aplicamos balance de energía con la Ecuación 1.

$$Q = m \cdot c_p \cdot \Delta_t$$

Ecuación 1

Suponiendo que estamos en la zona climática A3 (Cádiz), la potencia máxima demandada de calefacción es de 125 kW. Por motivos de seguridad dimensionamos un 20% más, por tanto, serán 150 kW. Si establecemos que el salto de temperaturas máximo será de 5, podremos despejar de la Ecuación 1 el caudal de agua que se bombea en calefacción.

$$150000 = m \cdot 4190 \cdot 5 \rightarrow m = 7,16 \frac{kg}{s} = 25776 \frac{kg}{h}$$

Para tener una aproximación del volumen del tanque de acumulación en calefacción realizamos una regla de tres. Las simulaciones se realizarán con un escalón de tiempo (time step) de 10 minutos. Por tanto, vamos a calcular el caudal que circula por la bomba en esos 10 minutos.

Si en una hora circulan 25776 kg, en diez minutos (que son 0,166667 h) circularán 4296 kg. Utilizando la densidad del agua aproximada de 1000 kg/m³, conseguimos calcular el volumen del depósito que resulta ser de 4,3 m³. Este valor lo multiplicamos por un factor corrector con un valor de 3 por motivos de seguridad. Por tanto, finalmente el volumen mínimo del depósito resulta ser aproximadamente 13 m³.

Para el resto de climas procedemos de igual forma, obteniendo los resultados de la Tabla 8.

Climas	Potencia máxima demandada (kW)	Caudal agua bombeado ($\frac{kg}{h}$)	Volumen mínimo depósito (m^3)
A3 Cádiz	150	25776	13
B4 Sevilla	170	28760	15
C2 Barcelona	200	34900	18
D3 Madrid	200	34700	18
E1 Burgos	260	44300	22

Tabla 8. Parámetros necesarios para la simulación según zona climática en climatización. *Elaboración propia*

La caldera se simulará gracias al diseño de un nuevo type mediante la calculadora (**assembly—Insert new equation**). De esta forma podemos acercarnos muchísimo más a la realidad que utilizando los types existentes en TRNSYS. Los parámetros que incorporaremos en este type serán: factor de carga parcial, rendimiento, potencia térmica de la caldera inicial, señal de control, temperaturas y caudales, además supondremos un incremento de temperaturas máximo de 5 °C. Podemos ver las ecuaciones de la calculadora para nuestra caldera en la Ilustración 60, donde a la izquierda introducimos los datos de entrada y a la derecha las ecuaciones intermedias necesarias y los parámetros de salida.

La caldera trabajará con la potencia que se le indique, evitando la producción de agua por encima de los 95 °C. De producirla a más de 95 °C habría que ponerla a funcionar a carga parcial para que como máximo llegue a esos 95 °C.

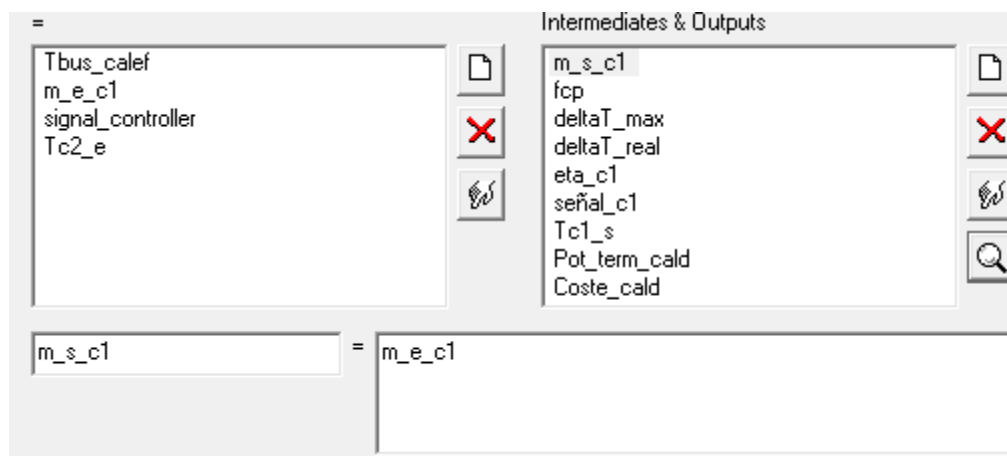


Ilustración 60. Parámetros de la calculadora para caldera convencional. *Elaboración propia en TRNSYS*

Además, incorporamos otro type de calculadora para simular un radiador, el cual actúa de medio de transferencia de calor para conseguir el confort de los huéspedes del hotel en sus respectivas habitaciones. En el radiador existirá una temperatura de salida del agua de retorno al tanque de calefacción, que estará determinada por un balance de energía que será función de la demanda de calefacción instantánea.

9.2.1.2 Sistema de cogeneración

El sistema de cogeneración entrará en juego en la simulación con prioridad a la caldera convencional. Como dijimos anteriormente, la caldera convencional actuará como refuerzo a la cogeneración y se encenderá cuando ésta última no sea capaz de satisfacer la demanda exigida. La electricidad generada por el sistema de cogeneración se venderá a la red.

Queremos que el sistema de cogeneración me proporcione agua a 94°C y su rendimiento se rige por una curva que será función del factor de carga parcial:

$$\eta_{elec,cog} = 1,159957627 - (0,294138418 \cdot fcp) + (0,134190791 \cdot fcp^2)$$

$$definiéndose fcp = \frac{\Delta t_{real}}{\Delta t_{máx}}$$

El sistema de cogeneración dispondrá de su propio tanque de acumulación, regulado por un controlador con histéresis para mantener el tanque en un rango de temperaturas entre 92-94 °C.

La bomba 5 está diseñada para activarse cuando la temperatura to load del tanque de calefacción esté comprendida entre 87-92°C. El volumen del tanque de acumulación del sistema de cogeneración estará determinado por la potencia nominal. En los catálogos la potencia nominal del sistema de cogeneración es de 321kW, aunque después haremos un análisis en los resultados para escoger la potencia óptima. Efectuando los mismos cálculos que en el caso del bus de calefacción mediante un balance de energía;

$$321000 = m \cdot 4190 \cdot 5 \rightarrow m = 15,32 \frac{kg}{s} = 55200 \frac{kg}{h}$$

Si en una hora circulan 55200 kg, en diez minutos (que son 0,166667 h) circularán 9200 kg. Utilizando la densidad del agua aproximada de 1000 kg/m³, conseguimos calcular el volumen del depósito que resulta ser de 13,8 m³. Este valor lo multiplicamos por un factor corrector con un valor de 3 por motivos de seguridad.

Por tanto, finalmente el volumen teórico del depósito resulta ser aproximadamente 41 m³.

No se permitirá la producción de agua por encima de los 94 °C, en caso de ser así, debido a un exceso de potencia, trabajará a carga parcial y si le falta potencia, calentará hasta donde pueda.

9.2.2 Sistema de ACS

El agua caliente sanitaria está conectada al bus de calefacción mediante un intercambiador de calor con una efectividad del 80%. El tanque de ACS permanece a una temperatura de 62-67°C.

Tenemos un tanque de ACS que se mantendrá entre 62-67°C y se mezclará con agua de red a una temperatura y un caudal dados. La temperatura de la mezcla la determinará el divisor “tempering valve” diseñado para que salga a 60°C. En la Ilustración 61 podemos ver su funcionamiento esquematizado.

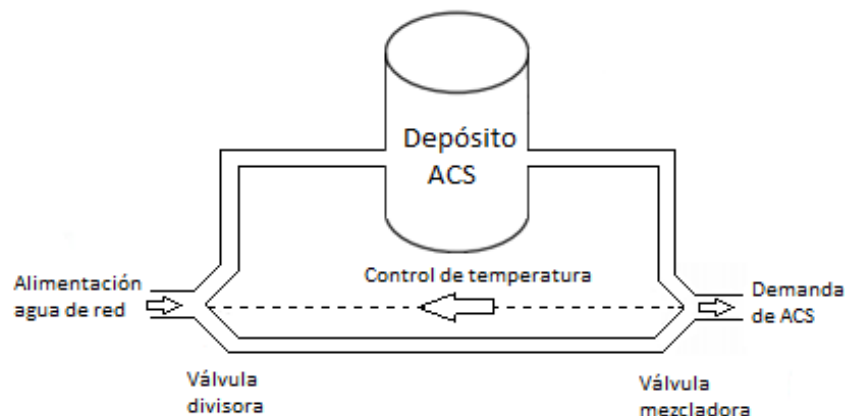


Ilustración 61. Funcionamiento de la “tempering valve”. *Elaboración propia*

Para determinar el volumen del tanque, realizamos de nuevo un balance de energía. En este caso la demanda máxima de ACS es de $9856 \frac{l}{día} = 0,41 \frac{m^3}{h} = 410,67 \frac{kg}{h}$.

Si en una hora hay 410,67 kg, en diez minutos habrá 68,45 kg de agua. Del mismo modo, multiplicando por la densidad del agua, obtenemos que el volumen del depósito de ACS es de $0,068 m^3$. Aplicándole el factor corrector de 3 se nos resulta un depósito con volumen teórico de $0,21 m^3$

Como datos de entrada en el sistema de ACS, hemos incluido tanto las demandas de ACS en $\frac{m^3}{h}$ pasadas posteriormente a $\frac{kg}{h}$, como las temperaturas medias de agua de red mensuales. (véase Ilustración 62).

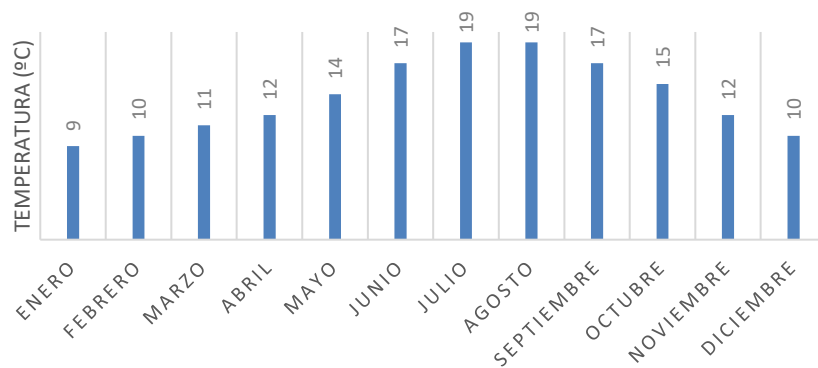


Ilustración 62. Temperatura media de agua de red mensual. *Elaboración propia*

9.2.3 Refrigeración

La enfriadora que vamos a utilizar está dimensionada para la máxima potencia frigorífica demanda. En el caso de la zona climática A3 (Cádiz) es de 240kW. En este caso, la enfriadora sólo funcionará cuando exista demanda y en la una franja horaria establecida donde las demandas son significativas.

Tendremos un tanque de acumulación de agua con una temperatura entre 7 y 12°C que estará regulada con un controlador por histéresis. El volumen del tanque suponiendo una temperatura de salida de la enfriadora de 7°C será:

$$240000 = m \cdot 4190 \cdot 5 \rightarrow m = 11,45 \frac{kg}{s} = 41200 \frac{kg}{h}$$

Si en una hora circulan 41200 kg, en diez minutos (que son 0,166667 h) circularán 6900 kg. Utilizando la densidad del agua aproximada de $1000 kg/m^3$, conseguimos calcular el volumen del depósito que resulta ser de $6,9 m^3$. Este valor lo multiplicamos por un factor corrector con un valor de 3 por motivos de seguridad. Por tanto, finalmente el volumen teórico del depósito resulta ser aproximadamente $21 m^3$.

La enfriadora tendrá una curva de rendimiento función de la temperatura de entrada del agua del condensador y la temperatura de salida del agua del evaporador.

$$\eta_{enf} = -0.000472761 \cdot (T_{cond} + T_{enf,s}) + 0.0000189152 \cdot T_{cond} + 0.000469241 \cdot T_{enf,s} - 0.025150319 \\ \cdot T_{cond} + 0.02968315 \cdot T_{enf,s} + 1.745617842$$

La temperatura de salida del agua del evaporador es constante e igual a 7°C, pero la de entrada del condensador es variable con el tiempo e igual a la temperatura que trae el agua de retorno a la enfriadora procedente del tanque de acumulación.

Climas	Potencia máxima demandada (kW)	Caudal agua bombeado ($\frac{kg}{h}$)	Volumen mínimo depósito (m ³)
A3 Cádiz	260	44660	23
B4 Sevilla	285	48900	25
C2 Barcelona	215	36400	19
D3 Madrid	265	45500	23
E1 Burgos	207	35600	18

Tabla 9. Parámetros necesarios para la simulación según zona climática en refrigeración. *Elaboración propia*

9.3 Control y regulación

Riegiéndonos por la nomenclatura de la Ilustración 63:

- La bomba 1 está diseñada para que se active siempre y cuando la temperatura de salida del tanque de calefacción a la carga (temperatura to load) sea menor de 92°C. La bomba 2 está diseñada para que se active siempre que haya demanda de calefacción.
- El mezclador 1 está diseñado para dar paso a la caldera convencional cuando la temperatura to load sea menor de 89°C o para dar paso a la cogeneración si la temperatura to load está comprendida en el rango de 89-92°C. Si estamos en el segundo caso, tendremos que verificar a su vez si la temperatura del tanque de cogeneración está o no dentro del rango de 92-94°C, que de ser así se activaría la bomba 5 y de no ser así, se tomaría agua del tanque de cogeneración. De la misma manera diseñamos el divisor 1 por donde circulará la corriente de retorno a la caldera/cogeneración.
- El divisor 2 está diseñado para dividir las corrientes según haya demanda de calefacción o no, es decir, si hay demanda de calefacción se dividirá en partes iguales la corriente a su paso por el divisor; sin embargo, de no existir demanda de calefacción, toda la corriente se desviará hacia el intercambiador de calor que abastecerá la demanda de ACS. De la misma manera diseñamos el mezclador 2, donde se unen las corrientes que vienen del intercambiador y/o del retorno del radiador.
- Al existir una continua demanda de ACS, las bombas 3 y 6 están diseñadas para activarse sólo cuando la temperatura del tanque de ACS no esté comprendida entre 62-67°C, es decir, cuando disminuya de 62 °C, en cuyo caso se activan y calientan el tanque de nuevo gracias al intercambiador de calor.
- El intercambiador de calor tiene una principal ventaja, y es que a la vez que estamos produciendo calefacción, producimos calor para calentar el agua de ACS. También tiene desventajas, y es el coste del intercambiador y su mantenimiento.
- En el caso de la enfriadora, la bomba 4 se activa cuando la temperatura del tanque sobrepase los 12°C. Enfriará el tanque hasta llegar a los 7 °C. La bomba 5-2 se activa exclusivamente cuando haya demanda de refrigeración.

9.4 Esquemas de la instalación

A continuación, mostramos la simulación completa de la nueva instalación. Para una mejor comprensión, añadimos también un esquema de principios donde se muestran los elementos básicos de la instalación más atractivos visualmente.

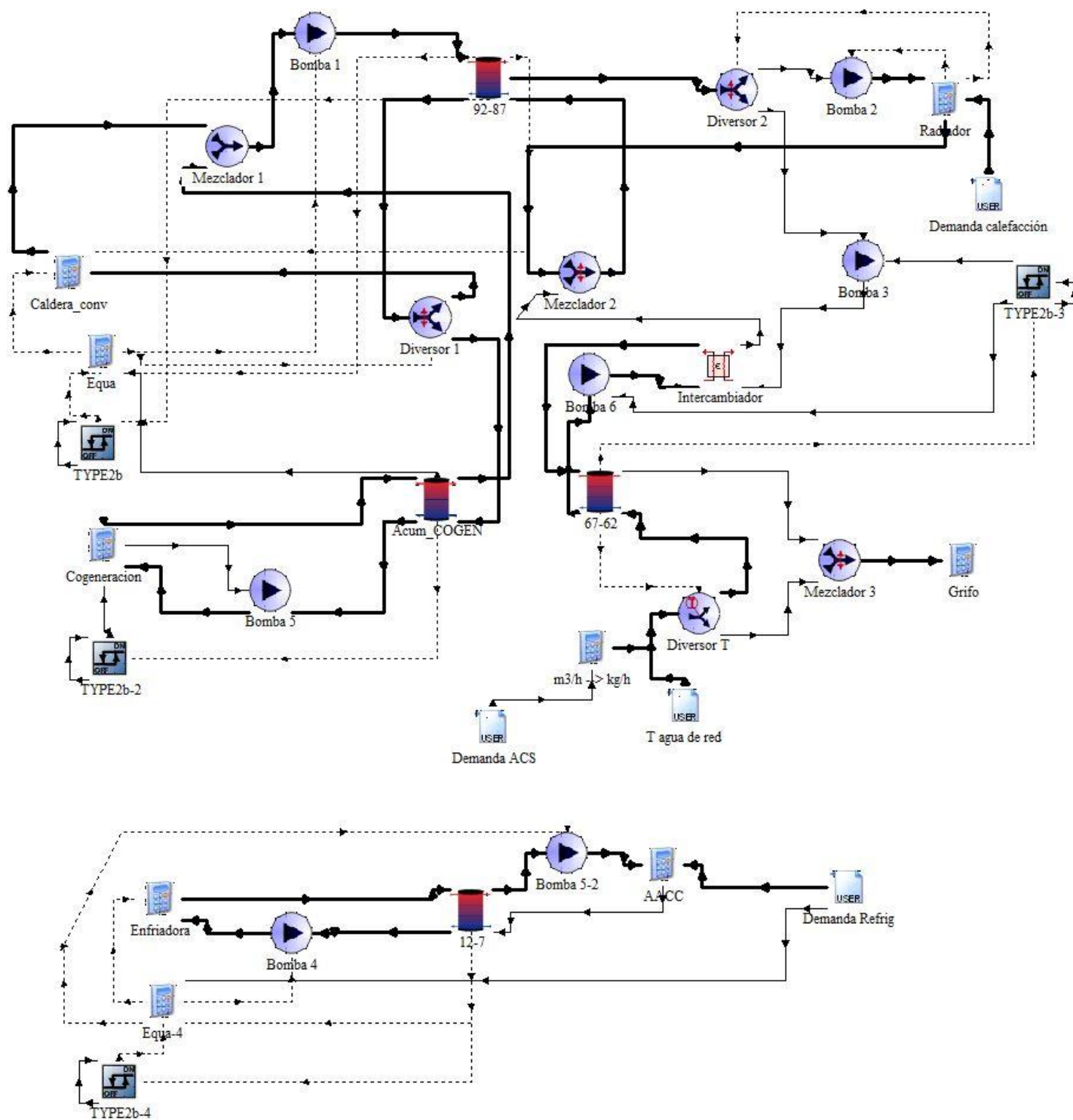


Ilustración 63. Esquema simulación instalación completa. *Elaboración propia con TRNSYS*

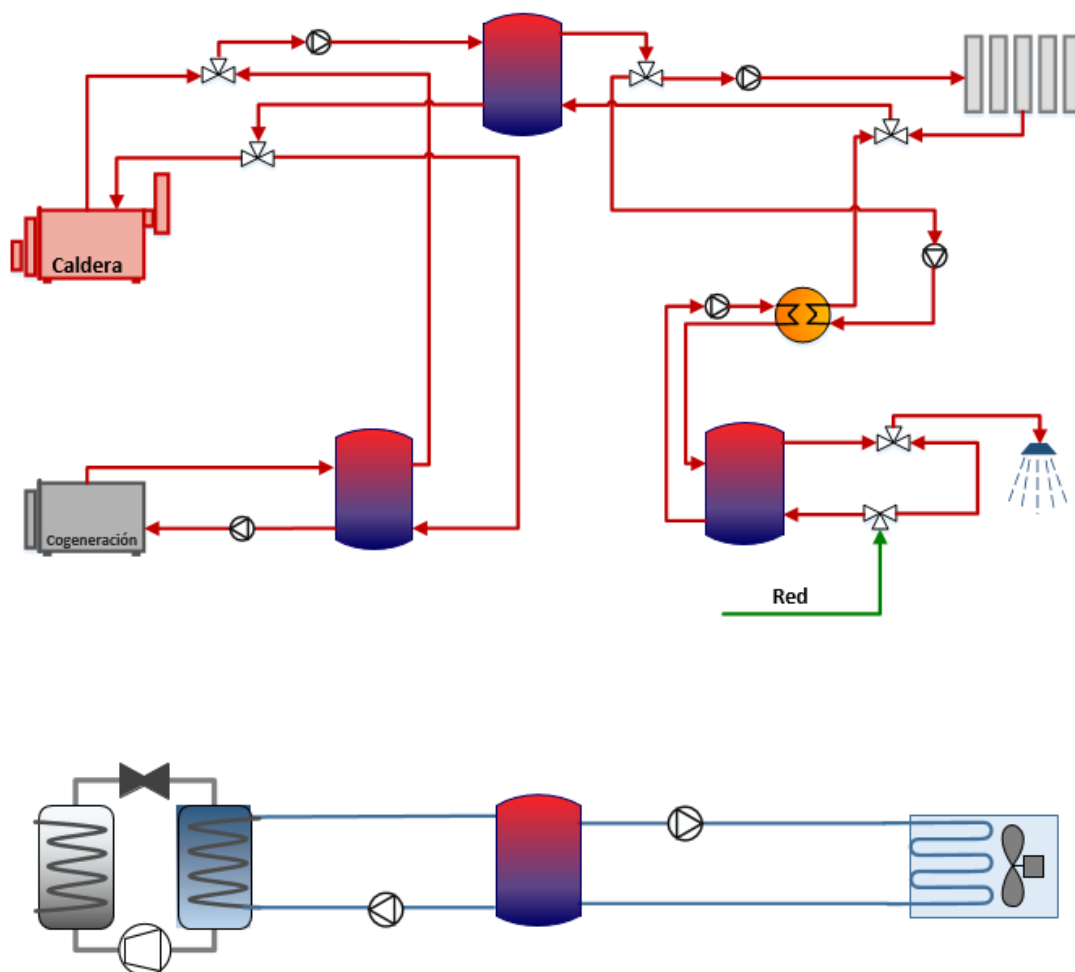


Ilustración 64. Esquema de principios de la instalación completa. *Elaboración propia*

10 DIAGRAMAS DE FLUJO

Hemos realizado un diagrama de flujo de nuestra instalación completa para facilitar la comprensión de la misma de una forma visual y rápida. El control de la instalación está en función de las temperaturas de los tanques de refrigeración, calefacción, cogeneración y ACS. Dependiendo del valor de estas temperaturas, pondremos a funcionar las bombas correspondientes para activar el equipo adecuado.

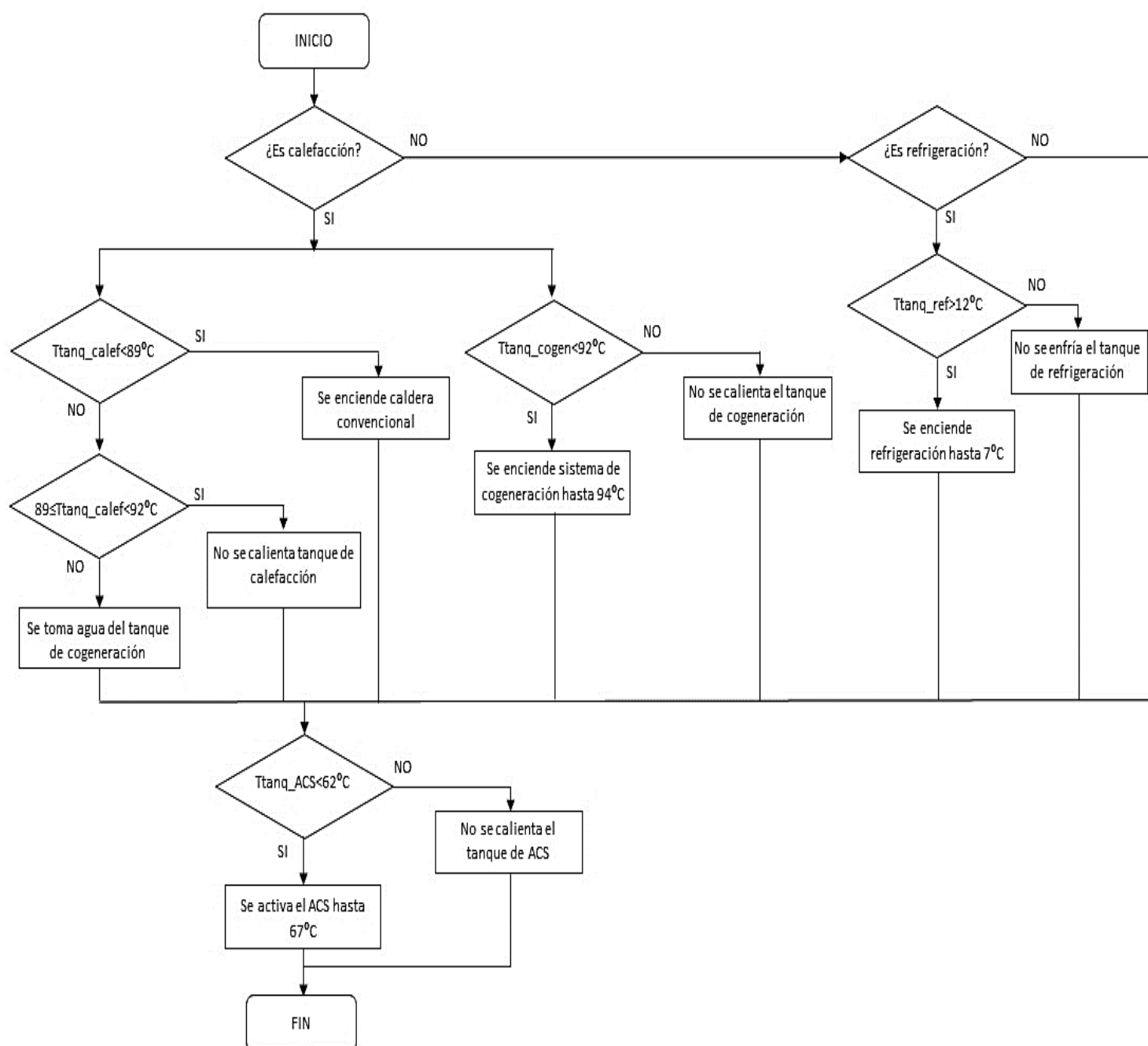


Ilustración 65. Diagrama de flujo de la instalación completa. *Elaboración propia*

11 ANÁLISIS DE RESULTADOS

11.1 Simulaciones

Debido a que TRNSYS ofrece una gran cantidad de posibilidades, ya que permite la variación de un elevado número de parámetros y configuraciones, se ha optado por la realización de una macro en Excel programada en Visual Basic for Applications (VBA) que hace simulaciones realizando pasadas masivas en TRNSYS y obteniendo los resultados de todas estas. Ello se lleva a cabo a través de llamadas extenas a TRNSYS, cambiando del archivo del modelo los valores de las variables a optimizar.

El objetivo es obtener los parámetros que hagan óptima la instalación. Estos parámetros a obtener son la potencia de cogeneración y refrigeración y los volúmenes de los depósitos de cogeneración, ACS y refrigeración. Por ello vamos a realizar simulaciones dándole valores diferentes a estos parámetros (véase Tabla 10) y analizaremos sus resultados. De las cinco zonas climáticas en estudio, vamos a analizar en detalle la zona A3 que corresponde a Cádiz.

Potencia cogeneración [kW]	Volumen tanque cogeneración [m ³]	Volumen tanque ACS [m ³]	Potencia enfriadora [kW]	Volumen tanque enfriadora [m ³]
1	2	2	20	2
2,5	5	4	50	5
5	7	5	75	7
7,5	10	7	100	10
10	12	10	125	12
12,5	15	15	150	15
15	20		175	20
17,5			200	25
20			225	30
30			250	35
40			275	40
50			300	
55			325	
60			350	
80				
100				

Tabla 10. Valores de los parámetros a optimizar. *Elaboración propia*

11.2 Coste ciclo de vida

11.2.1 Cálculo de los costes de inversión inicial

El coste de la inversión inicial será el coste del sistema de cogeneración, la enfriadora y de tres acumuladores: cogeneración, refrigeración y ACS. En la nueva instalación se mantienen la caldera convencional y el acumulador de calefacción de la instalación anterior. Este cálculo se realizará mediante curvas de leyes de precios que han sido obtenidas a partir de una base de datos de equipos reales cedidas por el grupo de Termotecnia de la Universidad de Sevilla. (véanse en la Ilustración 66).

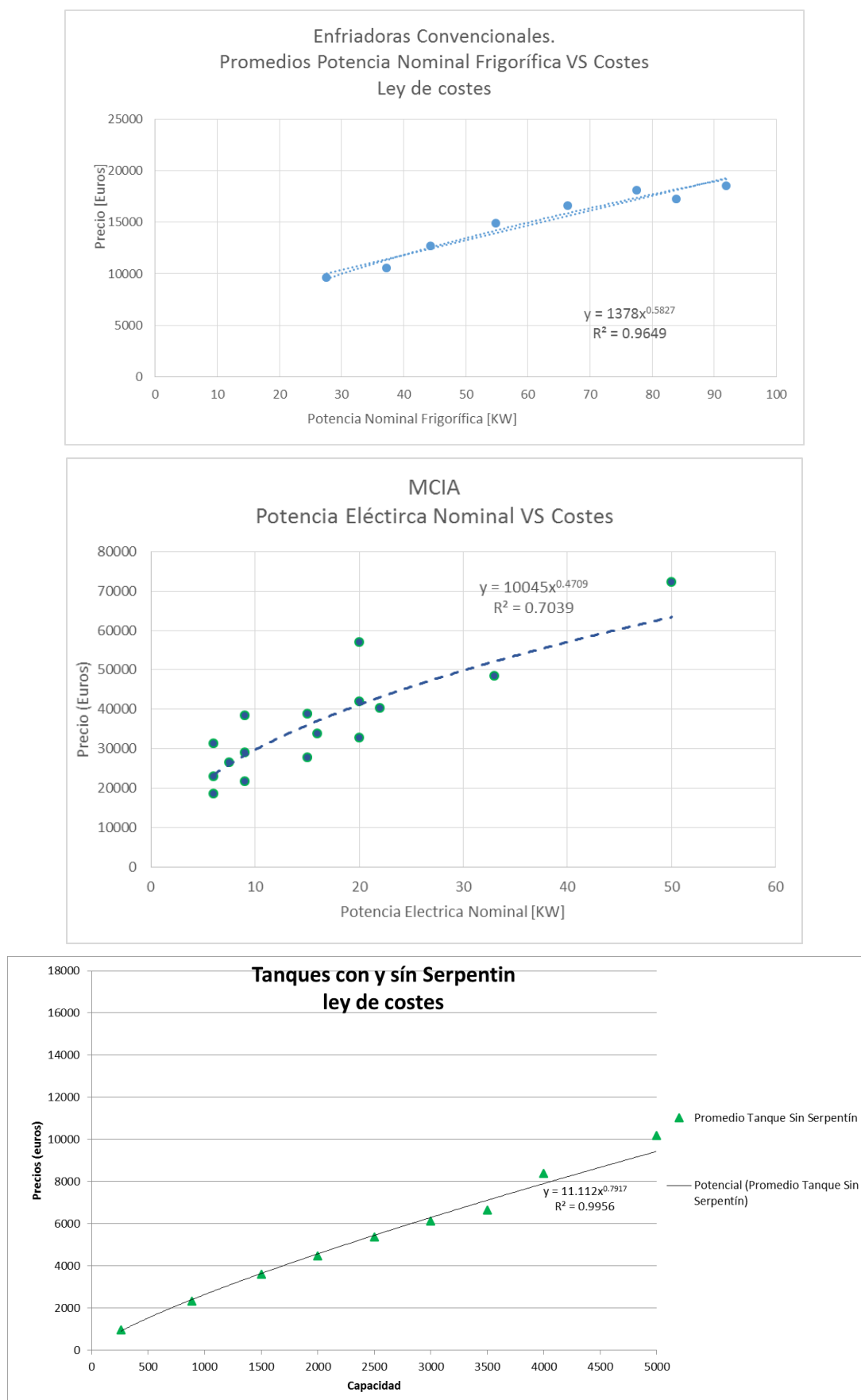


Ilustración 66. Conjunto de gráficas de precios de equipos. Fuente: Grupo de Termotecnia de la Universidad de Sevilla

11.2.2 Cálculo de los costes del ciclo de vida

Se define como el análisis de todos los costes asignables a un producto o servicio desde que se inicia la concepción de la idea hasta el final de su vida útil. El CCV incluye todos los flujos monetarios asociados al producto o servicio durante toda su vida y pueden ser tanto un coste como un ingreso. Los costes iniciales de inversión quedan reflejados en el apartado anterior. Los gastos en electricidad y gas natural contemplarán todos los costes de la instalación, en cuanto a la electricidad generada por el sistema de cogeneración que posteriormente será vendida en su totalidad a la red eléctrica, se considerará un ingreso. Supondremos una vida útil de la instalación de 30 años. El CCV se calculará con la siguiente fórmula:

$$CCV = CI + (Costes - Ingresos) \cdot \sum_{t=1}^{30} \frac{1}{(1+r)^t}$$

siendo $t = n^{\circ}$ de años

$r =$ tasa de inflación, la supondremos un 3%

11.3 Resultados de las simulaciones

Al ser la instalación de refrigeración independiente de las demás, vamos a analizarla por separado. En primer lugar, optimizamos la potencia de los motores de cogeneración y los volúmenes de los depósitos de cogeneración y ACS, y en segundo lugar haremos lo mismo con la potencia de la enfriadora y el depósito de refrigeración.

11.3.1 Calefacción y ACS

11.3.1.1 Simulación óptima económica

La solución óptima económica es la que tiene un menor coste de ciclo de vida. Para conseguir la potencia de los motores del sistema de cogeneración adecuada en nuestra instalación, vamos a ver el comportamiento de la misma al variar una serie de parámetros fundamentales.

En primer lugar, vamos a ver el número de horas no cubiertas de calefacción y ACS en función de la potencia de cogeneración. Analizando las simulaciones, observamos que con cualquier potencia y volumen de depósito de cogeneración cubrimos toda la demanda de calefacción (véase Ilustración 67), por lo que parece razonable pensar que los valores óptimos son los de menor potencia y menor volumen de depósito, ya que serán los de menor coste. En principio elegimos una potencia de 1kW para los motores de cogeneración y un volumen para el tanque de cogeneración de 2m³.

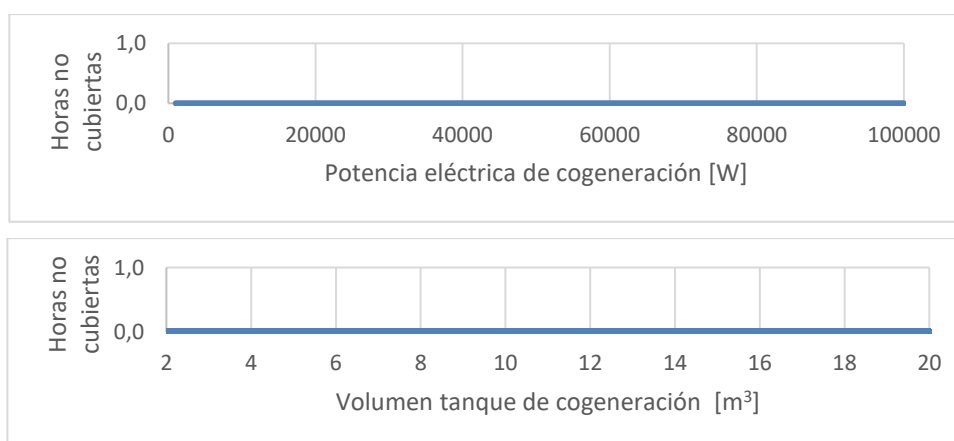


Ilustración 67. Horas no cubiertas de calefacción en función de la potencia de cogeneración (arriba) y volumen tanque de cogeneración (abajo). *Elaboración propia*

Sin embargo, no ocurre igual con la demanda de ACS. Por ello vamos a analizar qué potencia es la adecuada para cubrir si no todas, la mayoría de las horas de ACS. Valoraremos sin el consumo de los motores de cogeneración, a partir de este valor de potencia es viable, o si por el contrario interesa no cubrir una parte de la demanda escogiendo un motor de menor potencia.

Vemos que las horas no cubiertas de ACS varían armónicamente entre 0 y 12,5 horas para todos los valores de potencia en estudio dependiendo del volumen de tanque de ACS (véase Ilustración 68). Vamos a elegir el valor de potencia más pequeño que haga mínimo el número de horas no cubiertas de ACS, es decir, que cubra la mayoría de la demanda de ACS. Vemos que para la potencia de cogeneración que escogimos en principio, la de 1 kW, tenemos varios valores de horas no cubiertas que van desde 0 hasta aproximadamente 6 horas. Esta variación es debida a que disponemos de diferentes volúmenes de tanques de ACS. Analizando la variación de las horas no cubiertas en función del tanque de ACS, vemos que se consigue cubrir toda la demanda de ACS con tanques de 2 a 7 m³ (véase Ilustración 69). Elegimos el de menor volumen que conllevará el menor coste.

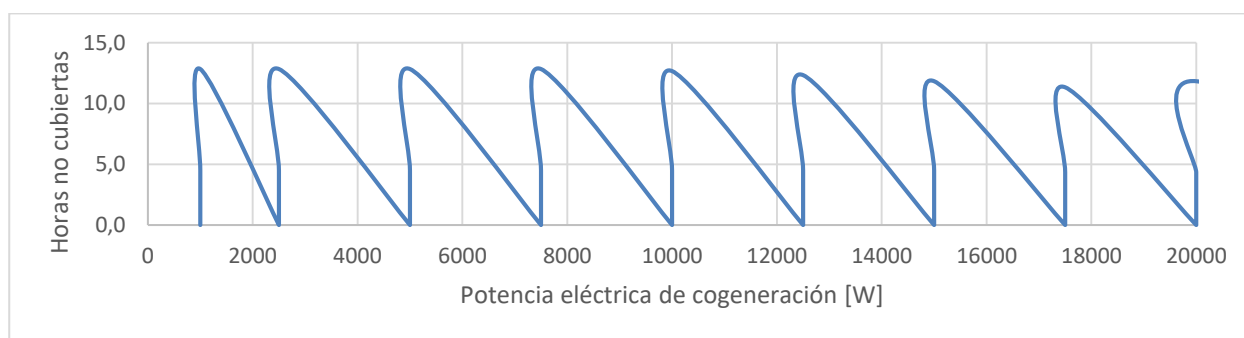


Ilustración 68. Horas no cubiertas de ACS en función de la potencia de cogeneración. *Elaboración propia*

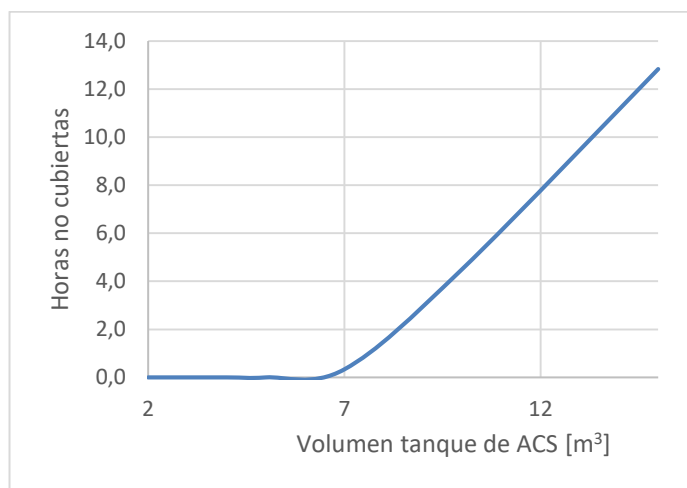


Ilustración 69. Horas no cubiertas de ACS en función del volumen del tanque de ACS. *Elaboración propia*

Por tanto, finalmente elegimos 1 kW para la potencia de los motores de cogeneración y un volumen de 2m³ tanto para el tanque de cogeneración como para el de ACS. Este resultado es el óptimo económico. El que menor coste de ciclo de vida tiene como podemos ver en la Ilustración 70.

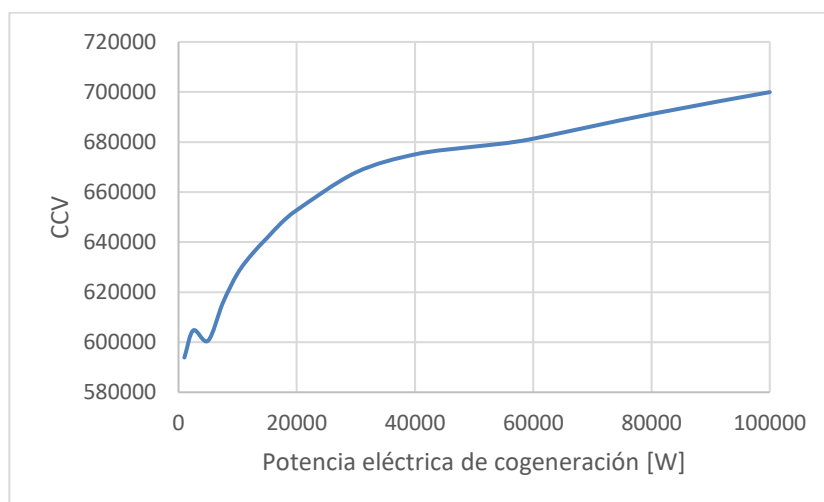


Ilustración 70. Coste de ciclo de vida en función de la potencia de cogeneración. *Elaboración propia*

Con este resultado de optimización llegamos a la conclusión de que no convienen motores de gran potencia, ya que el aumento del coste de equipos y del consumo de gas natural no se compensa con la electricidad generada, que como dijimos con anterioridad se venderá en su totalidad a la red eléctrica.

Con la elección óptima económica conseguimos cumplir los rangos de temperaturas establecidos inicialmente. Aunque podemos observar que en el caso del tanque de cogeneración el rango de temperatura cubierto es de 89-94°C en vez de 92-94°C. A pesar de ello, se consigue cubrir toda la demanda de calefacción y ACS y por tanto, damos por válidos estos parámetros óptimos. Véanse los rangos de temperatura de la simulación en la Ilustración 71, Ilustración 72 e Ilustración 73.

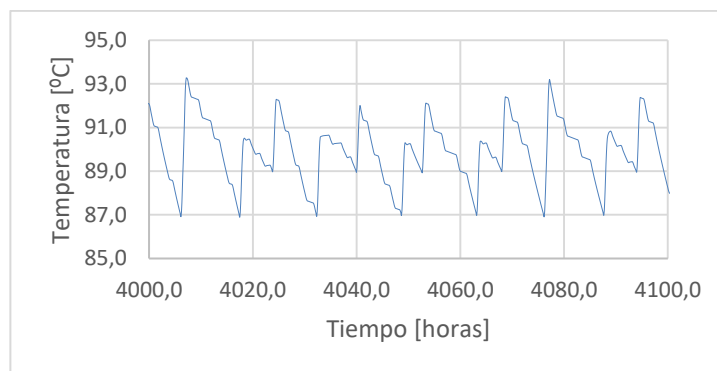


Ilustración 71. Evolución temporal temperatura del tanque de calefacción. *Elaboración propia*

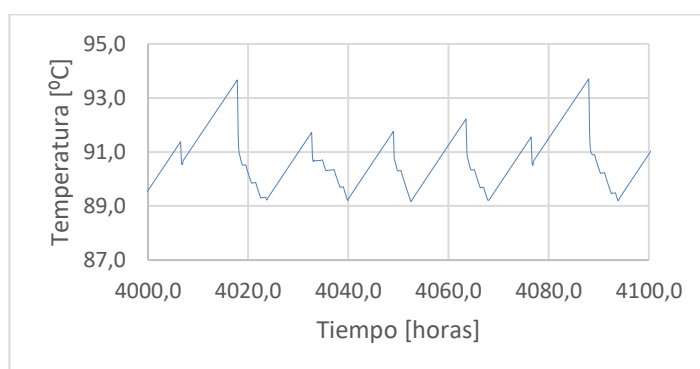


Ilustración 72. Evolución temporal temperatura del tanque de cogeneración. *Elaboración propia*

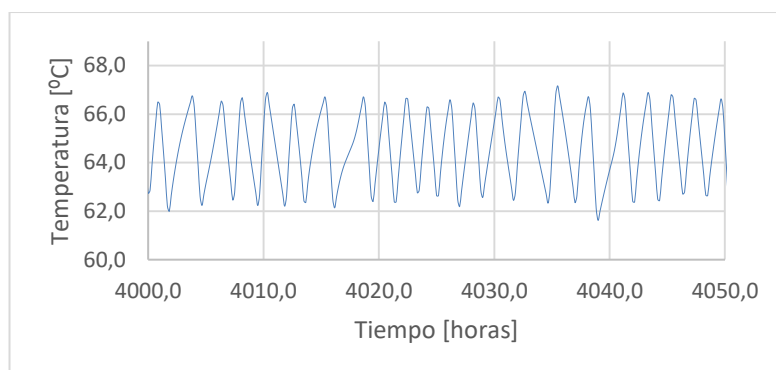


Ilustración 73. Evolución temporal temperatura del tanque de ACS. *Elaboración propia*

En cuanto al control de activación del conjunto caldera convencional-sistema de cogeneración, se observa que el sistema de cogeneración está activado durante todo el año; en cuanto a la caldera convencional, solo se activa cuando la temperatura del tanque de calefacción baja de los 89°C. Para visualizar mejor este efecto, ampliamos la gráfica en un rango desde la hora 4000 a la hora 4100 de las 8760 horas que tiene el año (véase Ilustración 74). Para situarnos mejor, la hora 4000 se corresponde aproximadamente con el 15 de junio.

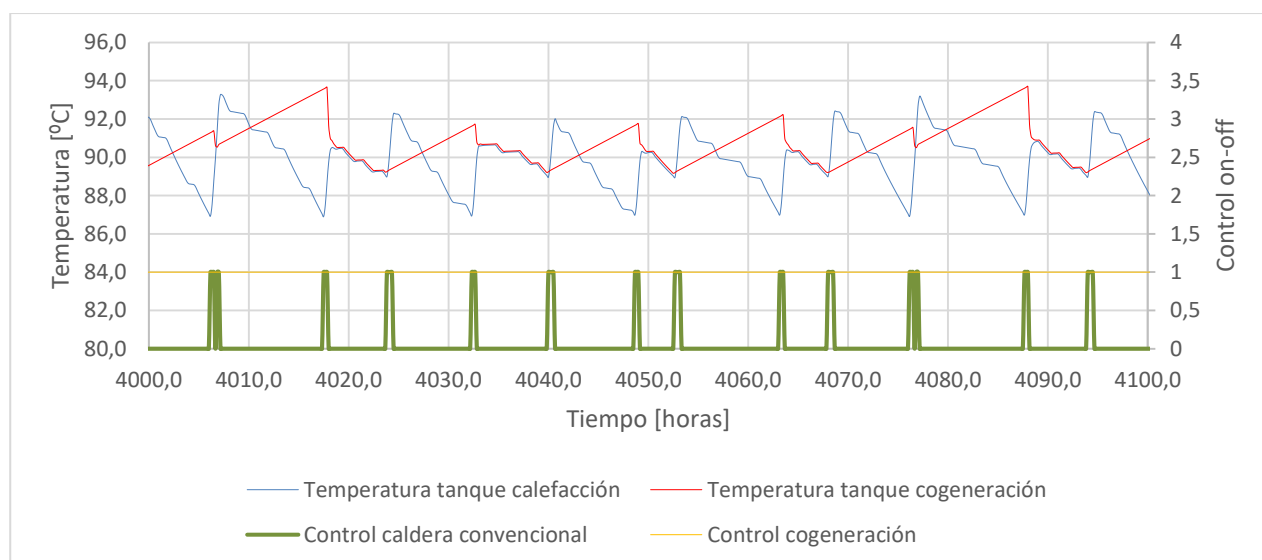


Ilustración 74. Control de temperaturas para la simulación óptima económica. *Elaboración propia*

Finalmente llegamos a la conclusión de que el óptimo económico es aquel compuesto por una potencia de cogeneración de 1kW y volúmenes de tanques de cogeneración y ACS de 2m³.

11.3.1.2 Simulación con menor horas de funcionamiento de caldera convencional

Es interesante comparar nuestra simulación óptima económica con la de menor número de horas de funcionamiento de la caldera convencional. Para ello, tenemos que encontrar la simulación con menor consumo de gas natural en la caldera convencional. Cuanto menos consumo de gas natural, menos horas de funcionamiento tiene. La Ilustración 75 muestra esta simulación en los mismos rangos de funcionamiento que la anterior para facilitar la comparativa. Se corresponde con una potencia de cogeneración de 10kW, volumen de tanque de cogeneración de 2m³ y de ACS de 15m³.

Además de observar que la caldera convencional se activa menos veces que en la simulación óptima

económica, vemos que al tener una potencia diez veces mayor, cubre mejor los rangos de temperaturas, tanto del tanque de cogeneración como el de calefacción (véase Ilustración 76 e Ilustración 77). También se puede observar que el sistema de cogeneración no necesita estar encendido durante todo el año como en la simulación óptima, sino que puede permitirse apagarse y encenderse debido a que, al tener mayor potencia, consigue calentar el tanque con mayor rapidez, y como consecuencia consigue mantener durante mayor tiempo el depósito en el rango de temperatura establecido.

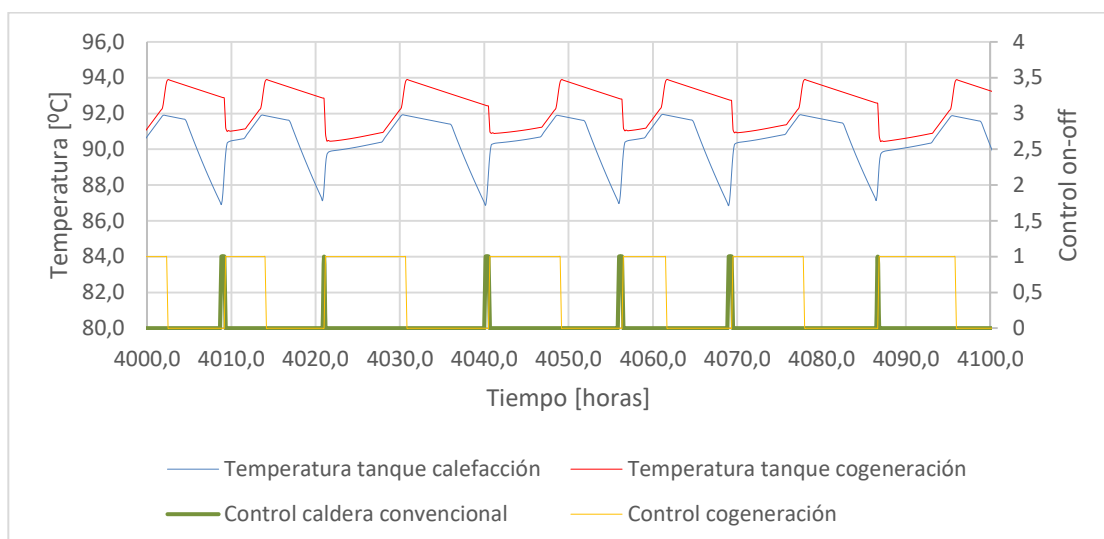


Ilustración 75. Control de temperaturas para la simulación con menor horas de funcionamiento en caldera convencional. *Elaboración propia*

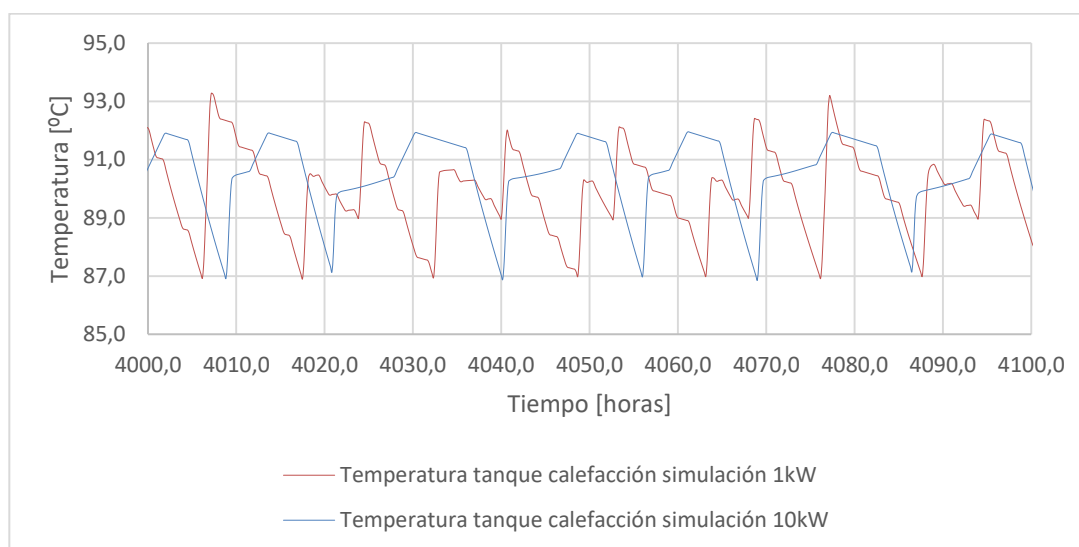


Ilustración 76. Comparativa evolución temporal temperatura del tanque de calefacción. *Elaboración propia*

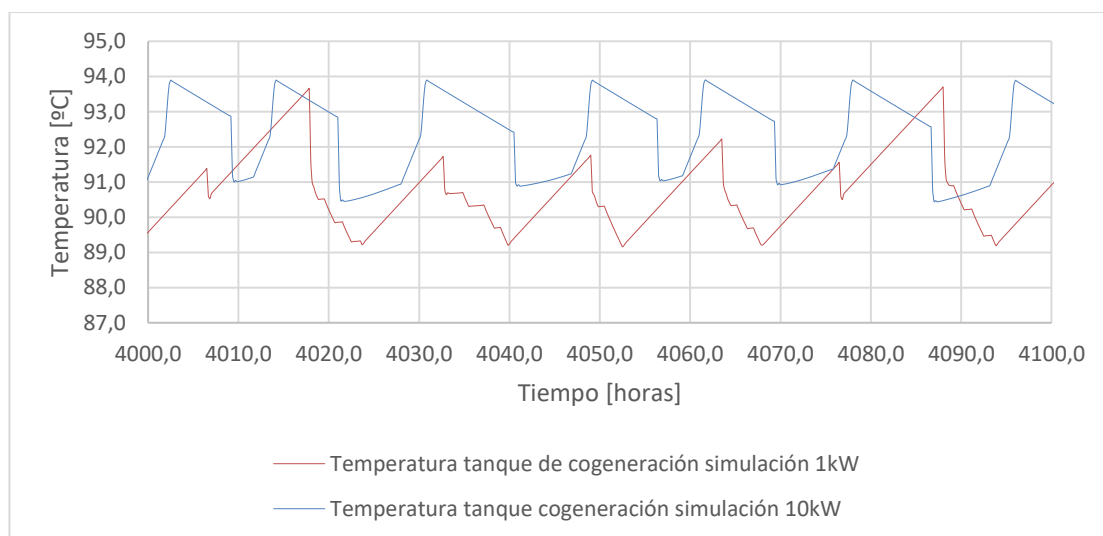


Ilustración 77. Comparativa evolución temporal temperatura del tanque de cogeneración. *Elaboración propia*

El coste del ciclo de vida sólo se incrementa un 9,5% al pasar de 1kW a 10kW de potencia de cogeneración (véase Ilustración 78). Es una alternativa atractiva a la simulación óptima económica por los siguientes motivos:

- ✓ En esta simulación los motores de cogeneración trabajan menos horas que en el caso óptimo (en el cual estaban todo el año en funcionamiento), por tanto, tendrán menor coste de mantenimiento. (Menor desgaste en piezas, menor número de revisiones, etc.)
- ✓ Los depósitos de acumulación mantienen la temperatura en un rango más exacto, lo cual hace que haya menos saltos para la activación de la caldera convencional. Esto es muy favorable con respecto a las emisiones contaminantes, que en este estudio no se tienen en cuenta pero que son un aspecto fundamental en cualquier instalación real de este tipo.
- ✓ Las bombas tendrán una vida útil más elevada, ya que se activarán y desactivarán con menos frecuencia. Esto contribuye a menor coste de mantenimiento de nuevo.

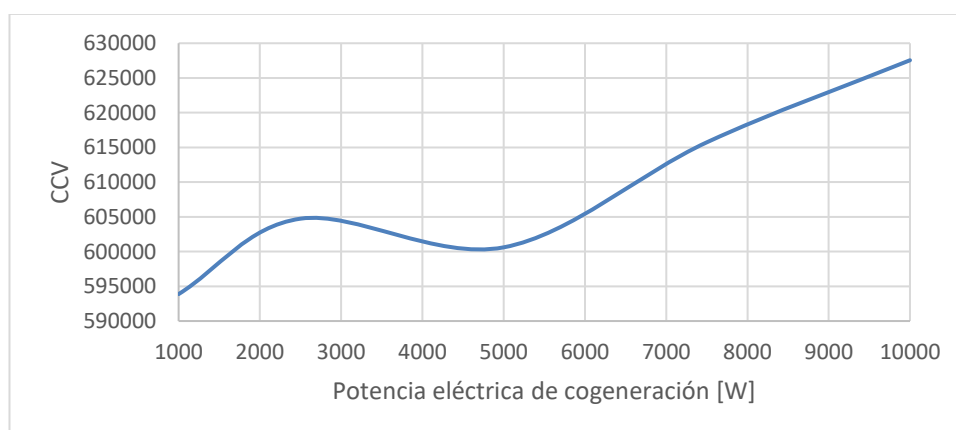


Ilustración 78. CCV en un rango de 1-10kW de potencia de cogeneración. *Elaboración propia*

11.3.1.3 Simulación óptima que cumple la normativa

A pesar de haber obtenido un óptimo económico, es necesario verificar que se encuentra dentro del marco regulatorio legal, que en este caso se rige por el Código Técnico de la Edificación Sección HE0. En caso de no cumplir la normativa debemos proceder a la búsqueda de un nuevo óptimo, que será el que tenga asociado el menor coste de ciclo de vida dentro del cumplimiento de este Código Técnico. La única exigencia que a

nosotros nos concierne es la de consumo de energía primaria. Habrá un máximo admisible establecido de consumo de energía primaria en kWh por metro cuadrado.

Consumo de energía primaria

En nuestro día a día consumimos energía útil. Es aquella energía tal y como se utiliza en los puntos de consumo, la que compran los consumidores bien sea en forma de electricidad o de combustibles y que se utilizan de forma directa. Esta energía que consumimos procede de fuentes renovables y no renovables, que no ha sufrido ningún proceso previo de conversión o transformación. Es la energía contenida en los combustibles y otras fuentes de energía e incluye la energía necesaria para generar la energía final consumida, incluyendo las pérdidas por su transporte hasta el edificio, almacenamiento, etc.

$$\text{Energía primaria} = \text{Energía final} + \text{Pérdidas en transformación} + \text{Pérdidas en transporte}$$



Ilustración 79. Obtención de energía útil a partir de energía primaria. Fuente: Código Técnico de la Edificación. Ahorro de energía

CTE-HE0 Limitación del consumo energético

El consumo energético de los edificios se limitará en función de la zona climática de invierno de su localidad de ubicación, el uso del edificio y, en el caso de edificios existentes, el alcance de la intervención. El consumo energético se satisfará, en gran medida, mediante el uso de energía procedente de fuentes renovables.

En este proyecto, el consumo de energía primaria total de los espacios contenidos en el interior de la envolvente térmica del edificio o, en su caso, de la parte del edificio considerada, no superará el valor límite obtenido en la “Tabla 3.2.b-HE0. Valor límite del consumo de energía primaria total en $\text{kWh}/\text{año} \cdot \text{m}^2$ para uso distinto del residencial privado” del Proyecto del Real Decreto del CTE de 2018. Al ser nuestro nivel de carga menor de $6\text{W}/\text{m}^2$, nuestro edificio se corresponde con un nivel de carga interna “Baja”. Al ser nuestra zona climática la A (recordamos que vamos a analizar en profundidad la zona climática A3. Cádiz), el valor límite de consumo de energía primaria total, según dicha tabla, será $190 \text{ kWh}/\text{año} \cdot \text{m}^2$.

Una vez vistos los dos incisos anteriores, donde introducimos el significado de energía primaria y una breve explicación del Código Técnico que tenemos que cumplir, procedemos al análisis de los resultados y a la búsqueda de este nuevo óptimo concluyente.

La demanda luminotécnica de nuestro edificio es bastante elevada, lo cual impide que podamos apreciar los ahorros en los costes de ciclo de vida tan bien como deseamos, además tenemos parámetros en las simulaciones que no cumplen la demanda total del edificio. Para enmendar este hecho, vamos a realizar análisis simultáneos del coste de ciclo de vida con respecto a:

- Consumo de energía primaria total.

Aquí englobamos todas las posibles soluciones, a sabiendas que los puntos señalados en Ilustración 80 no cubren la demanda y que excluirémos en el siguiente apartado. Estos puntos corresponden a potencias de

enfriadora insuficientes (menores de 175 kW) para abastecer dicha demanda.

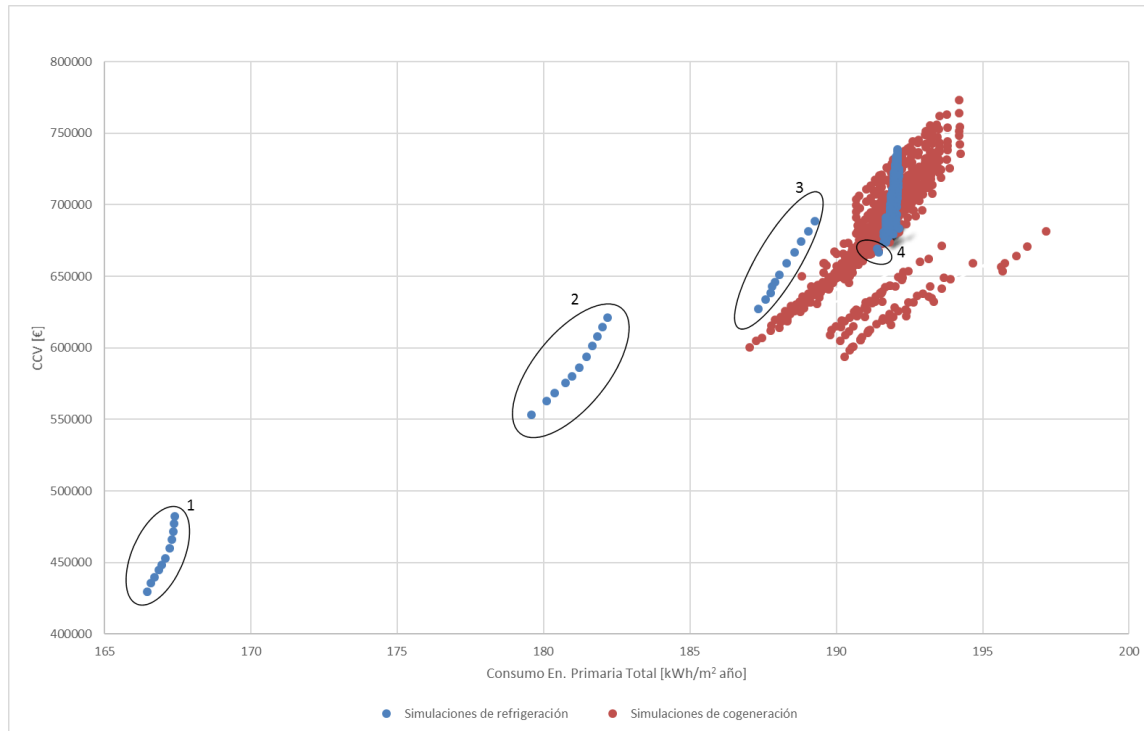


Ilustración 80. CCV en función del consumo de la energía primaria total anual. *Elaboración propia*

- Consumo de energía primaria total, con parámetros que cubran la demanda exclusivamente.

Al eliminar del gráfico anterior los puntos que no cubren la demanda, nos queda la Ilustración 81, donde podemos distinguir varias zonas que analizamos a continuación.

-El rango 1 se corresponde con potencias eléctricas de cogeneración de 1 kW (nuestra menor potencia en simulación) y un volumen del tanque de cogeneración de 20m³ (nuestro mayor volumen en simulación). Este es el conjunto de simulaciones con mayor consumo en energía primaria total. Esto se debe a que, al ser un volumen tan elevado de tanque, el pequeño motor tiene que estar funcionando constantemente para mantenerlo a su temperatura, lo que provoca un consumo elevadísimo de energía.

-El rango 2 se corresponde con potencias eléctricas de cogeneración de 1 kW y volúmenes de tanques de cogeneración de 2, 5, 7, 10 y 15 m³. En este caso, con la misma potencia que en el rango 1 y al disminuir el volumen del tanque de cogeneración, será menor el volumen de agua que habrá que calentar, y por tanto disminuye el consumo. Esto se ve reflejado perfectamente en la Ilustración 81, donde podemos ver cómo el rango 2 tiene un menor consumo en energía primaria total que el rango 1.

-El rango 3 se corresponde con potencias eléctricas de 2,5 kW y cualquier volumen de tanque de cogeneración.

-Por último, el rango 4 se divide en dos nubes de puntos. La primera, de color rojo, se corresponde al resto de las potencias eléctricas de cogeneración de las simulaciones en estudio. (Recordamos que son los valores de la Tabla 10). La segunda, de color azul, se corresponde a potencias de enfriadora superiores a 175 kW. Como dijimos con anterioridad, las potencias de enfriadora inferiores a 175 kW no cubren la demanda total del edificio y por tanto quedan excluidas del análisis.

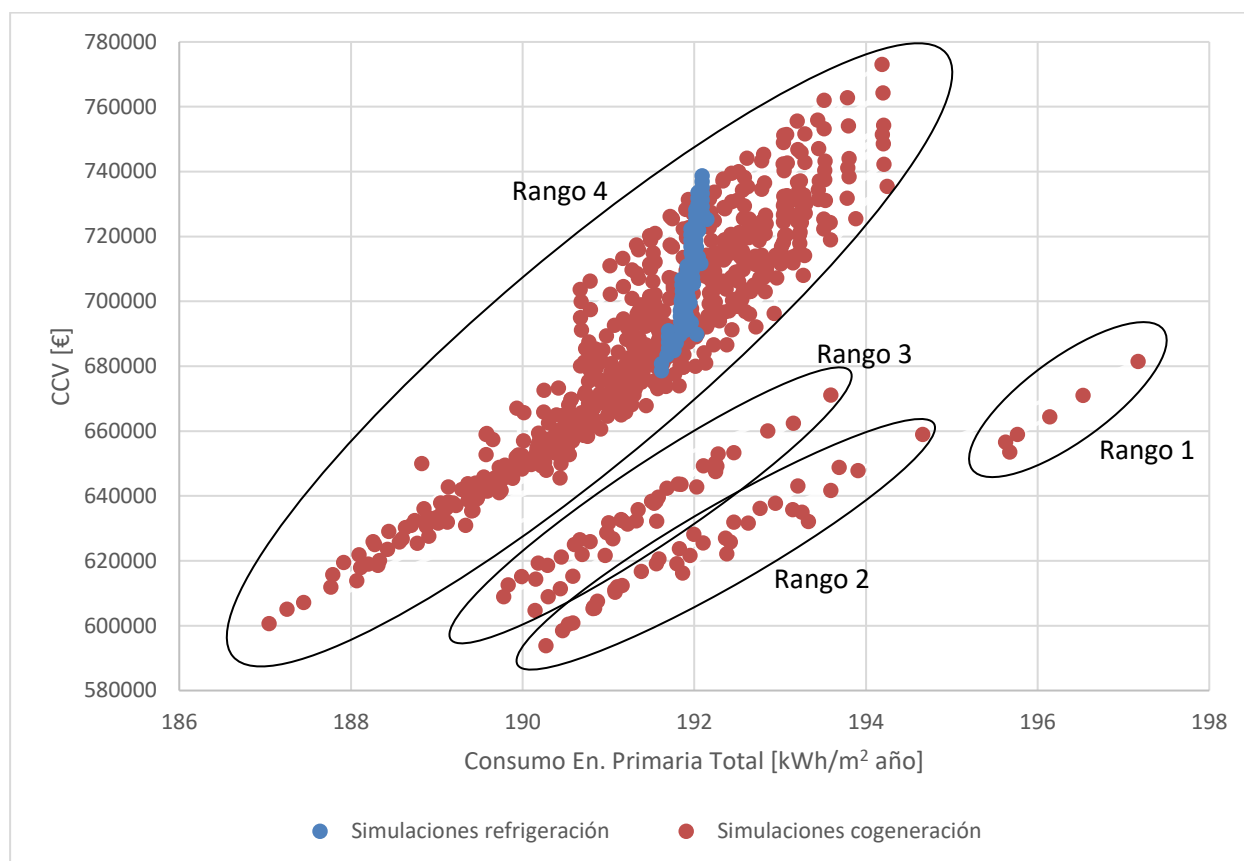


Ilustración 81. CCV en función del consumo de la energía primaria total anual con demanda cubierta.

Elaboración propia

- Consumo de energía primaria total, con parámetros que cubran la demanda, y además sin demanda de iluminación.

Podemos apreciar la gran bajada de consumo de energía primaria total en la Ilustración 82 al eliminar la demanda de iluminación. Y es que, esta demanda es la culpable de que se triplique el consumo de energía primaria total. Sería conveniente realizar un estudio luminotécnico para bajar este enorme consumo.

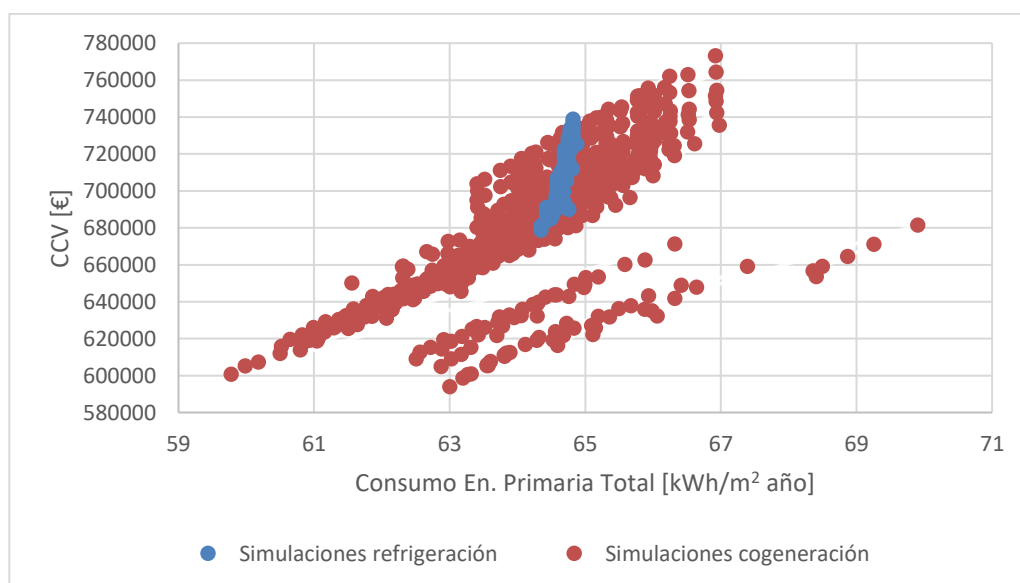


Ilustración 82. CCV en función del consumo de la energía primaria total anual con demanda cubierta y sin demanda de iluminación. *Elaboración propia*

Al ser el límite de consumo de energía primaria total menor de $190 \text{ kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{año}$ en nuestro edificio, enfatizando en la Ilustración 81, podemos observar que hay un claro óptimo con respecto al menor CCV por debajo de este límite. Se corresponde con un CCV de 600611,76 € y un consumo de energía primaria total de $187,05 \text{ kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{año}$.

El óptimo que cumple la normativa y además tiene el menor CCV se corresponde con una potencia en motores de cogeneración de 5kW, volúmenes de tanques de cogeneración y ACS de 2m^3 , potencia de refrigeración de 250kW y volumen del tanque de refrigeración de 18m^3 .

11.3.1.4 Comparativa entre simulaciones

Es interesante comparar las simulaciones con diferentes parámetros de potencia de cogeneración o diferentes valores de volúmenes de tanque de cogeneración y ACS. Además, también podemos comparar dentro de una misma simulación el comportamiento en meses de verano y de invierno.

-Vamos a comparar la evolución temporal de las temperaturas de los tanques de calefacción, cogeneración y ACS para diferentes valores de potencia de cogeneración, por ejemplo, para 1kW, 15kW y 100kW, manteniendo constante los volúmenes de tanque de cogeneración y ACS en 2m^3 . Podemos apreciar que, a mayor potencia en el motor de cogeneración, los tanques se calientan con mayor rapidez. También observamos, como dijimos con anterioridad, que, con cualquier valor de potencia de cogeneración, se cubren bastante bien los rangos de temperatura establecidos. En la Ilustración 84 podemos ver el hecho de que, a menor potencia de cogeneración, más tiempo tarda en calentarse y menos en enfriarse. Esto se debe a que un motor pequeño tarda más tiempo en calentar un mismo volumen de agua que uno de mayor potencia. Además, un tanque abastecido por la energía proporcionada de un motor pequeño se enfría con mayor rapidez que de un motor de mayor potencia.

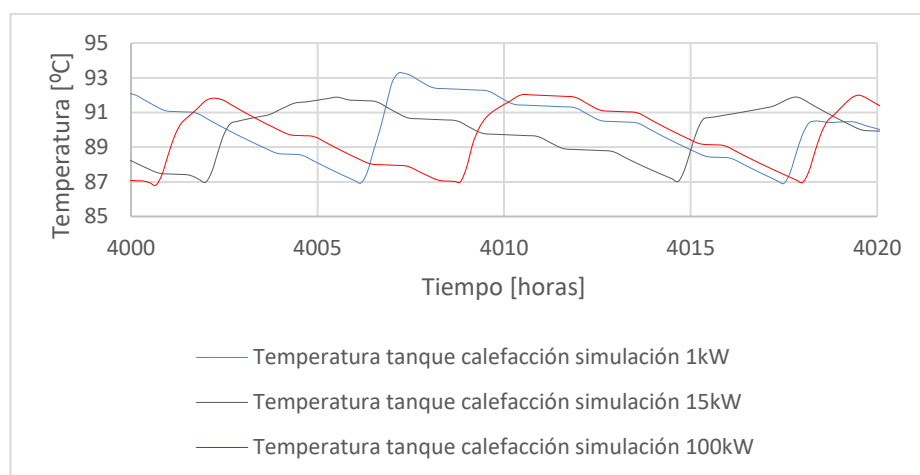


Ilustración 83. Evolución temporal temperatura del tanque de calefacción para diferentes valores de potencia de cogeneración. *Elaboración propia*

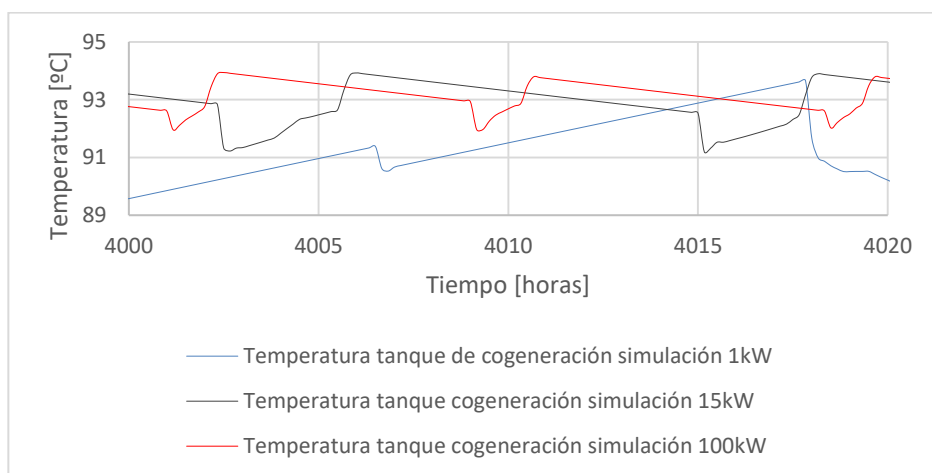


Ilustración 84. Evolución temporal temperatura del tanque de cogeneración para diferentes valores de potencia de cogeneración. *Elaboración propia*

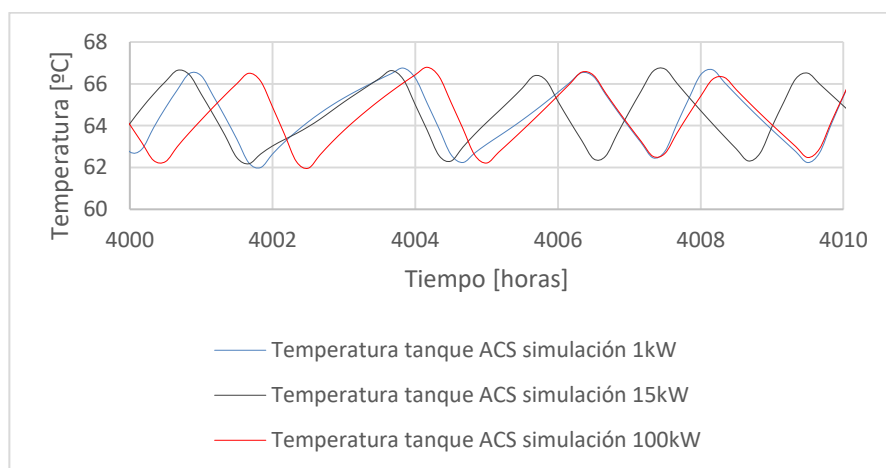


Ilustración 85. Evolución temporal temperatura del tanque de ACS para diferentes valores de potencia de cogeneración. *Elaboración propia*

-En este caso, vamos a comparar la evolución de la temperatura de los tanques de calefacción, cogeneración y ACS en función del volumen del tanque de cogeneración, para una potencia de cogeneración de 15kW y un volumen de tanque de ACS de 2m³. Es razonable que la temperatura de los tanques de calefacción y ACS, no se vean prácticamente afectadas por la variación de volumen del tanque de cogeneración. Sin embargo, en el caso del tanque de cogeneración sí. A mayor volumen de tanque de cogeneración, mayor cantidad de agua puedo mantener en el rango de temperaturas establecido preparado para abastecer la demanda; esto es perfecto para el caso de las demandas en horas puntas. Sin embargo, a menor volumen de cogeneración, más rápidamente se vacía y más entradas y salidas de agua del tanque habrá. En la Ilustración 87 se puede observar cómo a mayor volumen de tanque, menos enfriamiento sufre el mismo.

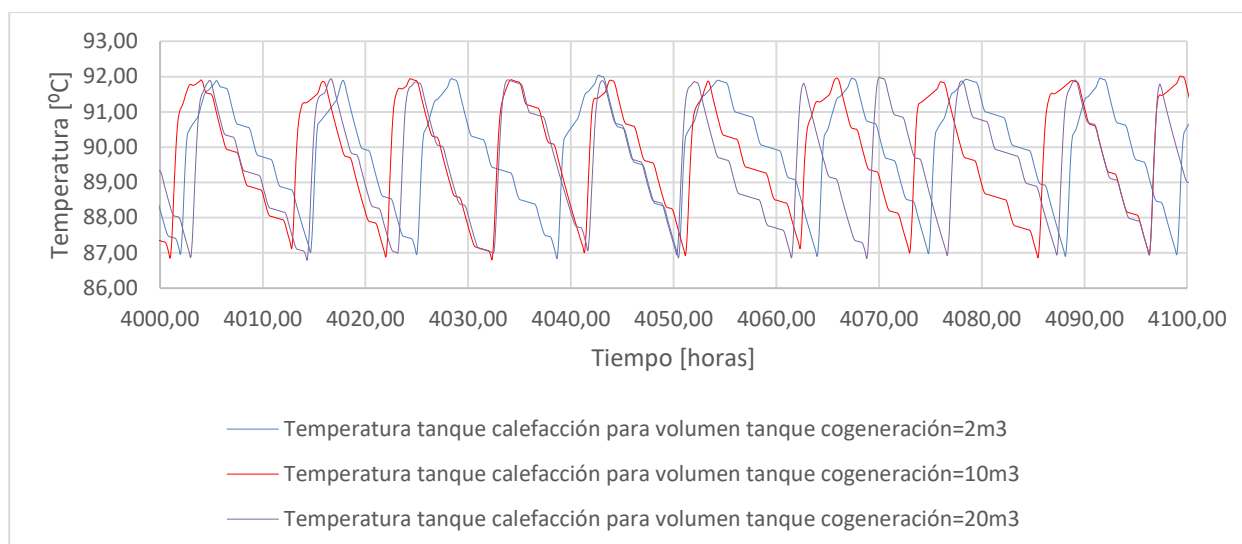


Ilustración 86. Evolución temporal temperatura tanque de calefacción para diferentes volúmenes de tanque cogeneración. *Elaboración propia*

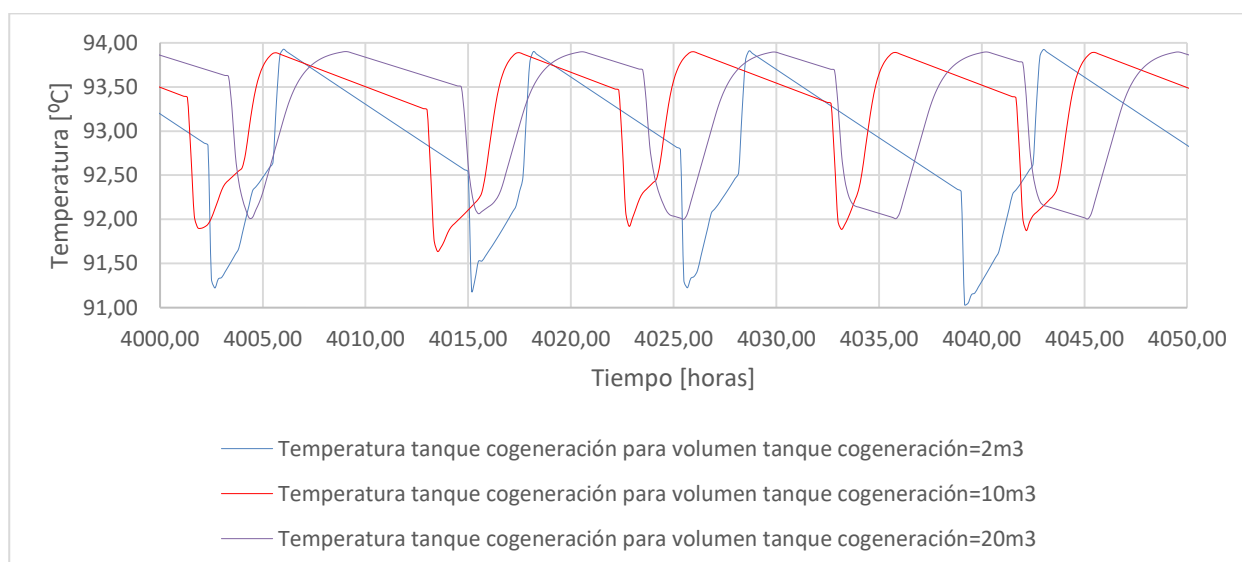


Ilustración 87. Evolución temporal temperatura tanque de cogeneración para diferentes volúmenes de tanque de cogeneración. *Elaboración propia*

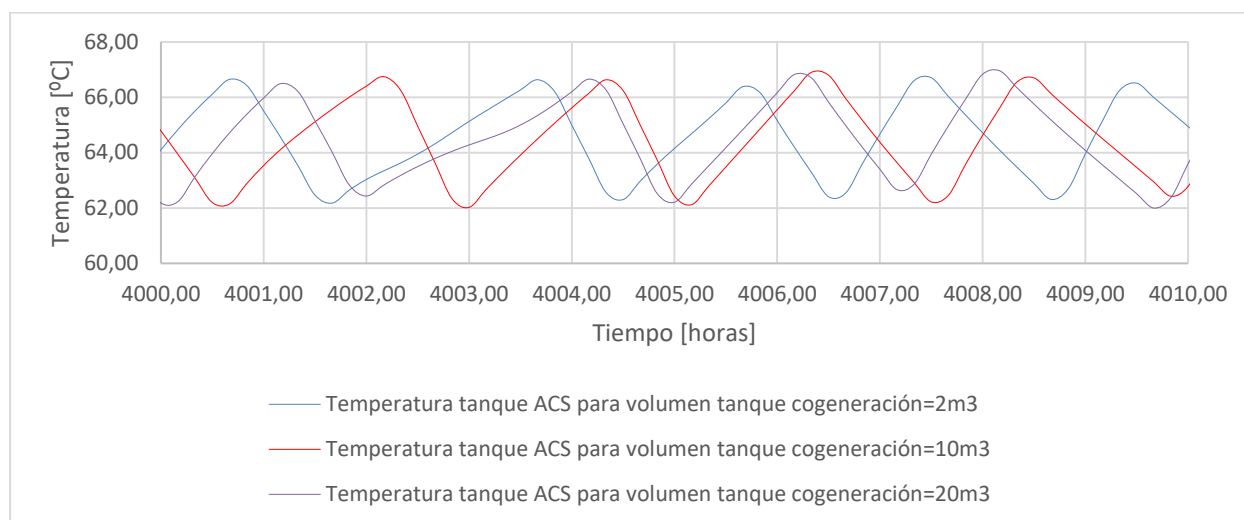


Ilustración 88. Evolución temporal temperatura tanque de ACS para diferentes volúmenes de tanque de cogeneración. *Elaboración propia*

-Ahora en vez de comparar la temperatura de los tanques con el volumen del tanque de cogeneración, lo haremos con el volumen del tanque de ACS. Para ello, supondremos de nuevo una potencia eléctrica de cogeneración de 15kW y en este caso un volumen de cogeneración de 2m³. Tanto el tanque de calefacción como el de cogeneración no se ven prácticamente afectados por la variación del volumen de ACS, sin embargo, el tanque de ACS sí. Se puede apreciar perfectamente en la Ilustración 91, que cuanto mayor es el volumen del tanque de ACS, más tarda el mismo en calentarse y enfriarse. Qué opción es la mejor dependerá de lo que se vaya buscando. Si lo que se quiere es la opción más económica, se elegiría el tanque de ACS de menor volumen, ya que será el más barato. Si lo que se busca es la opción que alargue la vida útil del tanque, será la de mayor volumen, ya que será la de menor frecuencia en saltos térmicos. Recordemos que un gran número de ciclos de saltos térmicos en un material puede atraer problemas de fatiga térmica. Si lo que queremos es satisfacer la demanda lo más rápidamente posible, debemos tener en cuenta que el poner un tamaño de depósito muy grande sería una mala opción, ya que tarda mucho más en calentarse que un depósito de menor tamaño para la misma potencia.

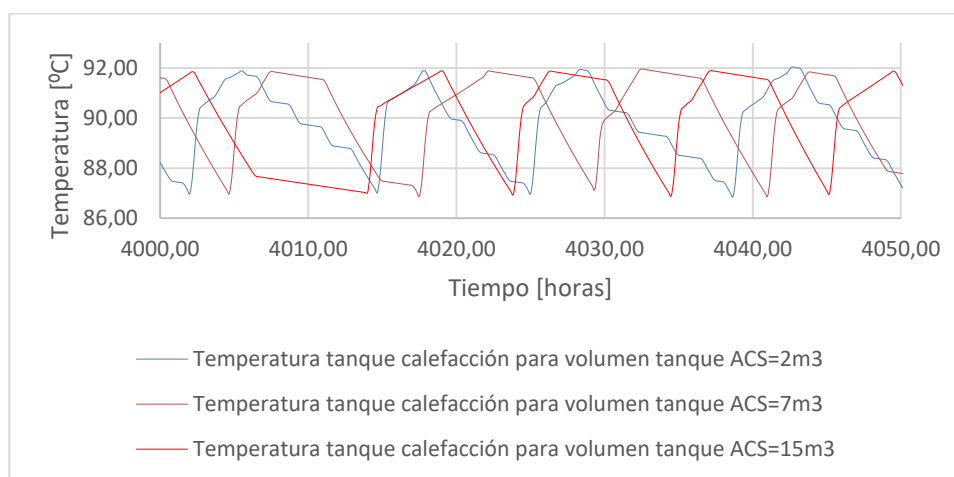


Ilustración 89. Evolución temporal temperatura tanque de calefacción para diferentes volúmenes de tanque de ACS. *Elaboración propia*

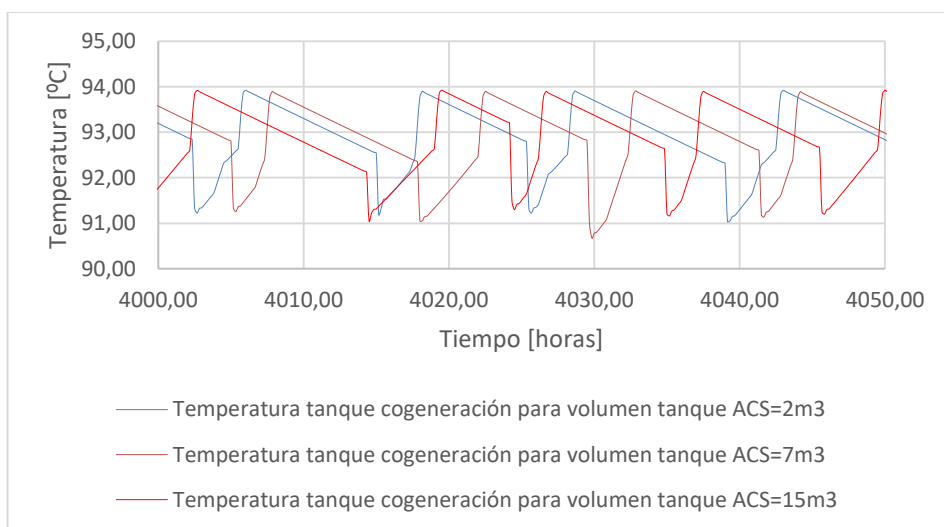


Ilustración 90. Evolución temporal temperatura tanque de cogeneración para diferentes volúmenes de tanque de ACS. *Elaboración propia*

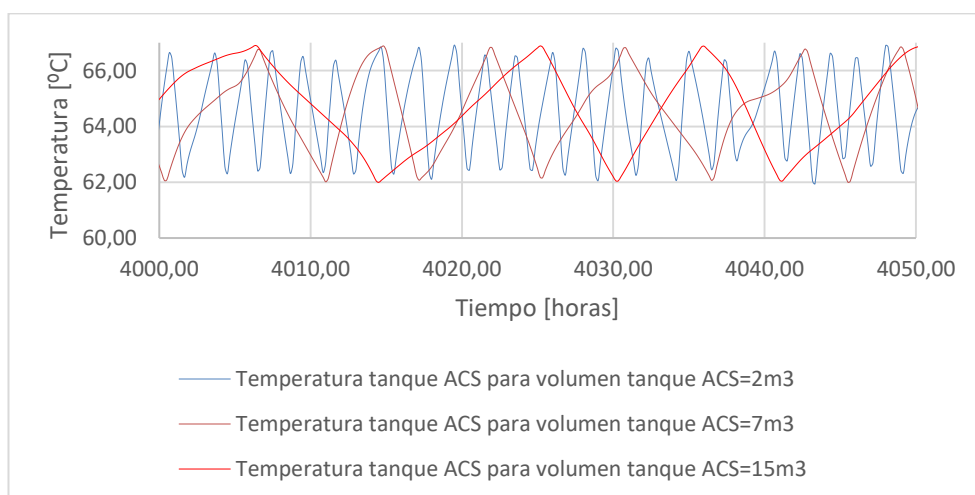


Ilustración 91. Evolución temporal temperatura tanque de ACS para diferentes volúmenes de tanque de ACS. *Elaboración propia*

-Por último, vamos a comparar la evolución de las temperaturas de los diferentes tanques en verano y en invierno.

Para analizarlas, vamos a tomar 50-100 horas en época de verano y otras 50-100 horas en invierno, con una potencia de cogeneración de 15 kW, por ejemplo. En la Ilustración 92, podemos ver cómo en verano, al ser prácticamente nula la demanda de calor, el tanque de calefacción alcanza mayores temperaturas de forma más rápida que en invierno. Esto se debe a que, al haber menos demanda de calefacción para una misma potencia, necesitamos llenar el tanque con menos frecuencia, por tanto, conseguimos aumentar la temperatura con mayor rapidez. En la Ilustración 93 se observa el mismo comportamiento, en verano se mantiene en un rango estable de temperaturas y sin embargo en invierno se puede observar que tarda más tiempo en poder alcanzar el máximo rango de temperatura. En la Ilustración 94 no se aprecia diferencia alguna, ya que la demanda de ACS en el edificio es constante durante todo el año.

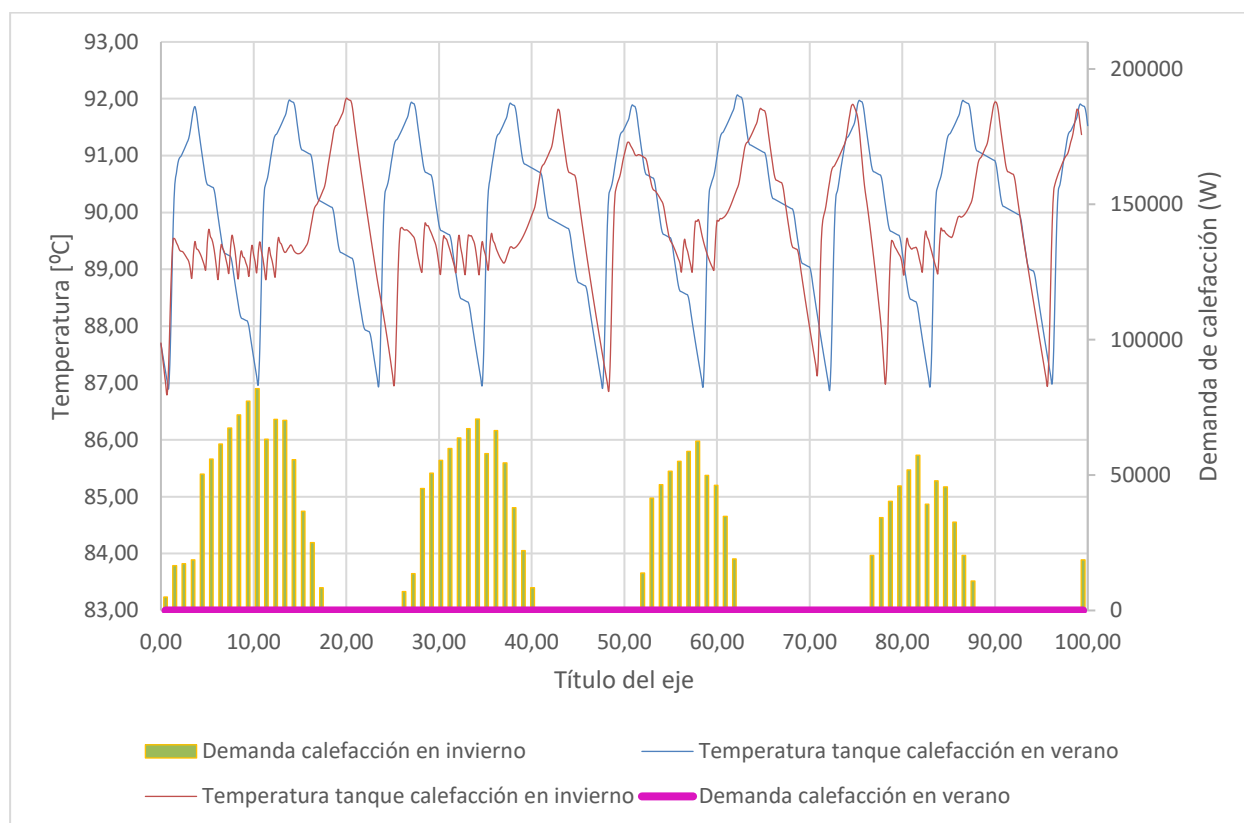


Ilustración 92. Comparativa de temperatura tanque de calefacción en verano-invierno. *Elaboración propia*

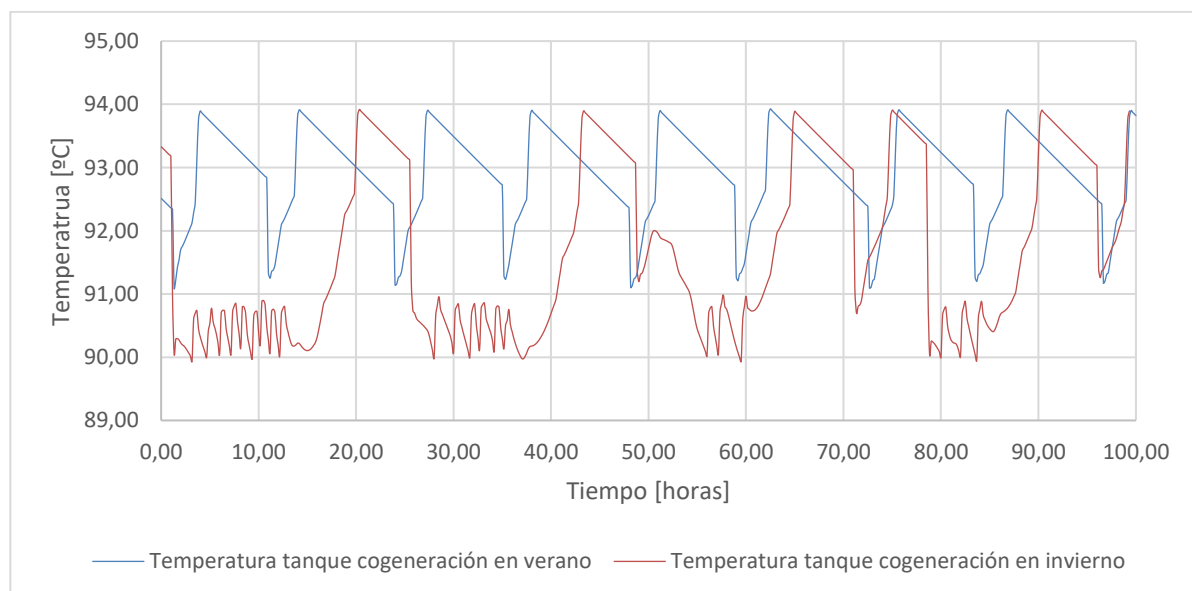


Ilustración 93. Comparativa de temperatura tanque de cogeneración en verano-invierno. *Elaboración propia*

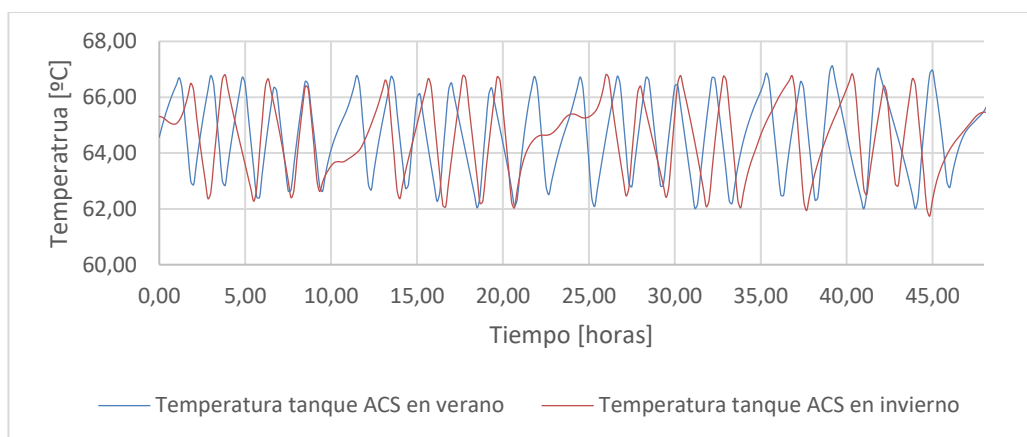


Ilustración 94. Comparativa de temperatura tanque de ACS en verano-invierno. *Elaboración propia*

11.3.2 Refrigeración

Para conseguir la potencia de refrigeración adecuada en nuestra instalación, vamos a ver el comportamiento de la misma al variar los parámetros de la Tabla 10 de la página 57.

-En primer lugar, vamos a ver el número de horas no cubiertas de refrigeración en función de la potencia que fijemos de la enfriadora. Podremos cubrir todas las horas de demanda de refrigeración a partir de una potencia de enfriadora de aproximadamente 175 kW. En el anterior estudio de las simulaciones de cogeneración, vimos también que era a partir de este valor de potencia cuando se comenzaba a cubrir prácticamente toda la demanda. Por ello, en principio elegiremos la potencia de 175 kW para la enfriadora.

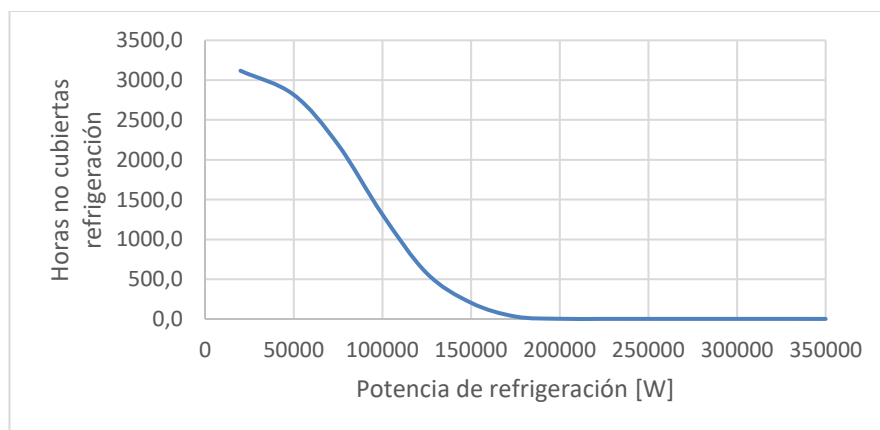


Ilustración 95. Horas no cubiertas de refrigeración en función de la potencia para un volumen de tanque de refrigeración de 7m³. *Elaboración propia*

El consumo eléctrico de la enfriadora crece exponencialmente hasta la potencia de 100 kW, a partir de la cual el consumo se estabiliza (véase Ilustración 96). ¿Es necesario elegir la enfriadora de 175 kW para cubrir todas las horas de demanda de refrigeración? La respuesta no es trivial, habría que analizarlo. Podríamos considerar un porcentaje aceptable de horas no cubiertas de refrigeración, por ejemplo, un 10% que equivale a 876h al año (aprox. 37 días), que me llevarían a escoger una potencia de aproximadamente 110 kW. Nos damos cuenta que con esa potencia, el consumo sigue siendo el mismo que el inicial. Por tanto, no interesa la opción de sacrificar horas de demanda por disminuir la potencia. Continuamos con la potencia de 175 kW para la enfriadora.

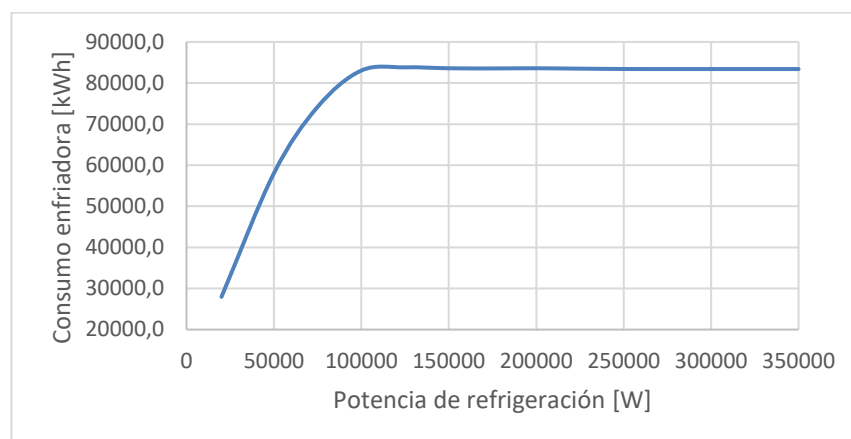


Ilustración 96. Consumo de refrigeración en función de la potencia para un volumen de tanque de refrigeración de 7m³. *Elaboración propia*

En cuanto al volumen del depósito de refrigeración, parece coherente escoger el menor posible; en este caso 2m³, ya que, a menor volumen de tanque, menor será su precio y menor será su CCV (véase Ilustración 98 e Ilustración 99). Pero en el análisis de las simulaciones de cogeneración ya se localizó el óptimo, y era 18m³. Por debajo de dicho valor de volumen, no se cubre la demanda de refrigeración requerida.

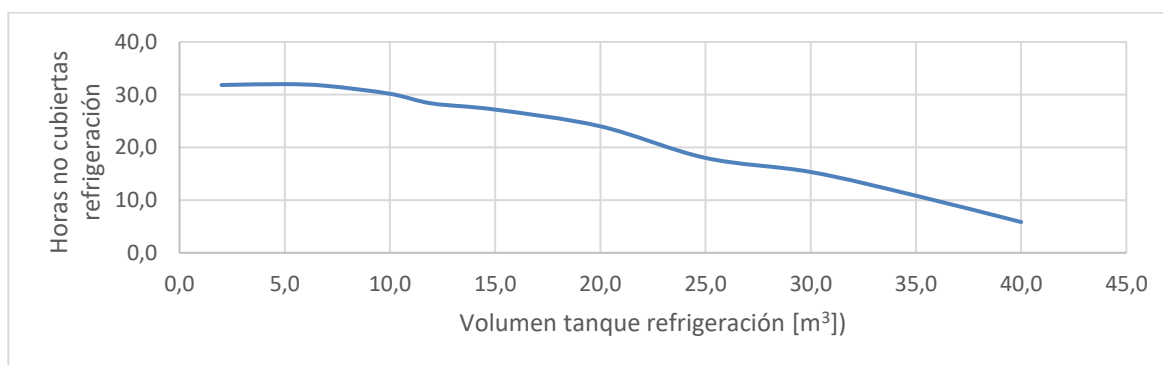


Ilustración 97. Horas no cubiertas de refrigeración en función del volumen del tanque. *Elaboración propia*

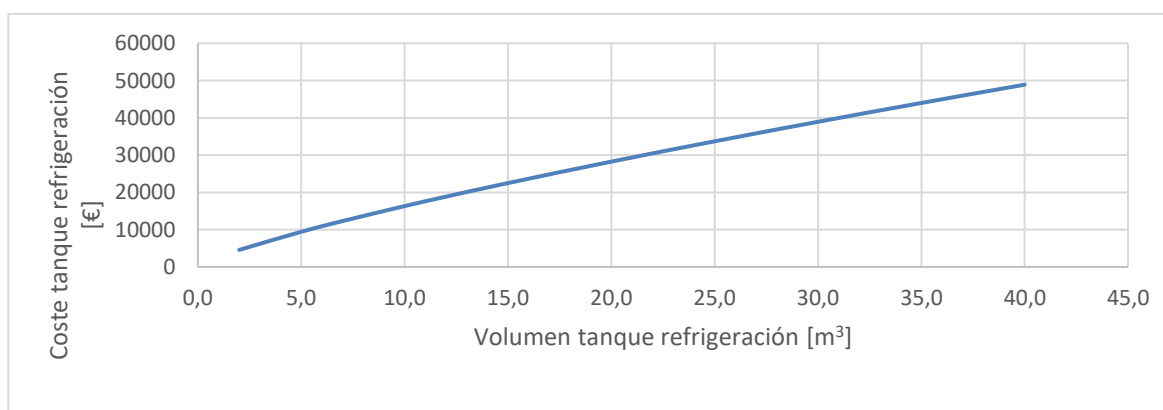


Ilustración 98. Coste tanque de refrigeración en función de su volumen. *Elaboración propia*

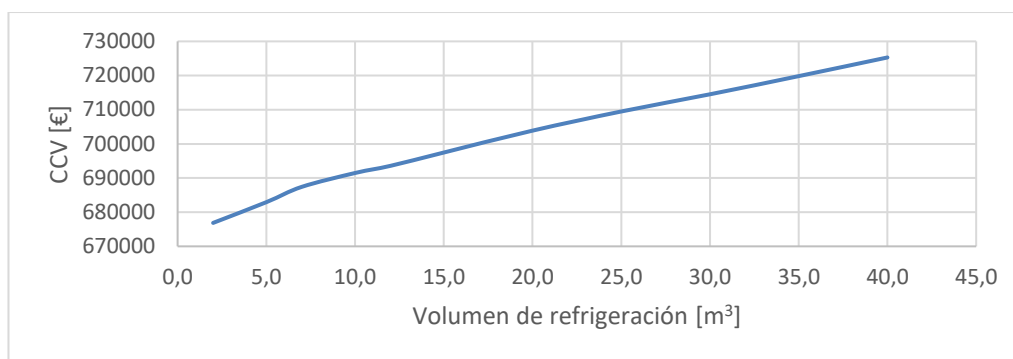


Ilustración 99. CCV en función del volumen del tanque de refrigeración. *Elaboración propia*

-Es interesante ver la evolución de la temperatura del tanque de refrigeración para diferentes potencias de la enfriadora. En este caso, vamos a suponer fijos los volúmenes de los tanques en 10, 2 y 5 m³ para cogeneración, refrigeración y ACS respectivamente y la potencia de cogeneración en 55 kW. Vamos a variar la potencia de la enfriadora entre 20, 175 y 350 kW.

En la Ilustración 100 vemos como en la parte central, (correspondiente a estación de verano) las enfriadoras de menor potencia no son capaces de mantener la temperatura del tanque entre 7-12°C. Sobre todo, este efecto se ve más pronunciado en la enfriadora de 20kW, la cual no es capaz de cubrir la demanda de refrigeración en verano. La enfriadora de 175kW cubre mayor demanda que la de 20kW, pero justo cuando más demanda de refrigeración hay (en el entorno de 4500-5000 horas), deja demanda sin cubrir porque necesita una mayor potencia. Este es el caso de la enfriadora de 350kW, que es capaz de abastecer a toda la demanda de refrigeración sin sufrir salidas de rango de temperatura. De las tres es la única que se mantiene en el rango de 7-12°C establecido.

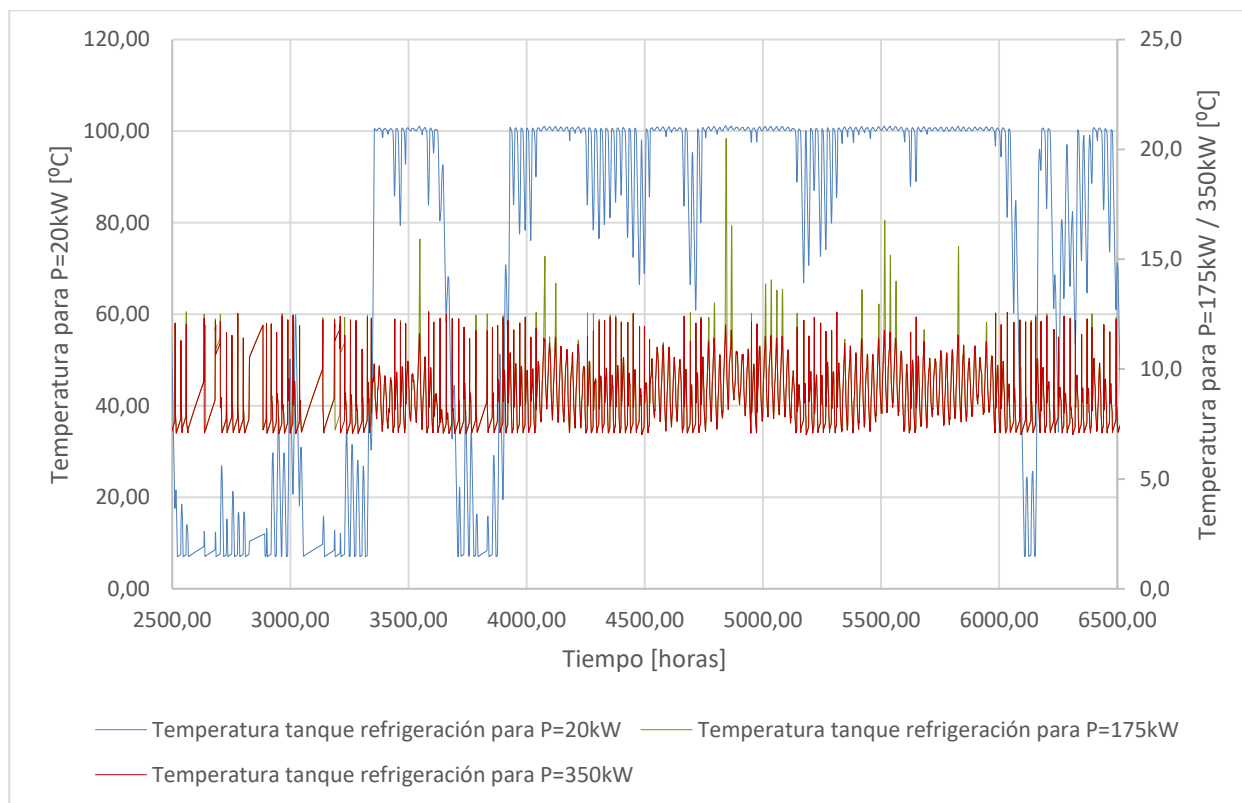


Ilustración 100. Comparativa temperatura tanque refrigeración para diferentes valores de potencia de la enfriadora. *Elaboración propia*

-La Ilustración 101 está realizada para un valor de potencia de enfriadora de 175kW, potencia de cogeneración de 55kW y volúmenes de tanques de 10, 2 y 5 que corresponden a calefacción, refrigeración y ACS respectivamente. Se puede ver cómo el rango de temperatura del tanque de refrigeración se mantiene entre 7 y 12°C excepto en los puntos donde no se puede cubrir la demanda. Los picos de demanda no cubierta provocan el calentamiento del tanque de refrigeración. Con una potencia mayor de enfriadora habría menos picos de demanda no cubierta.

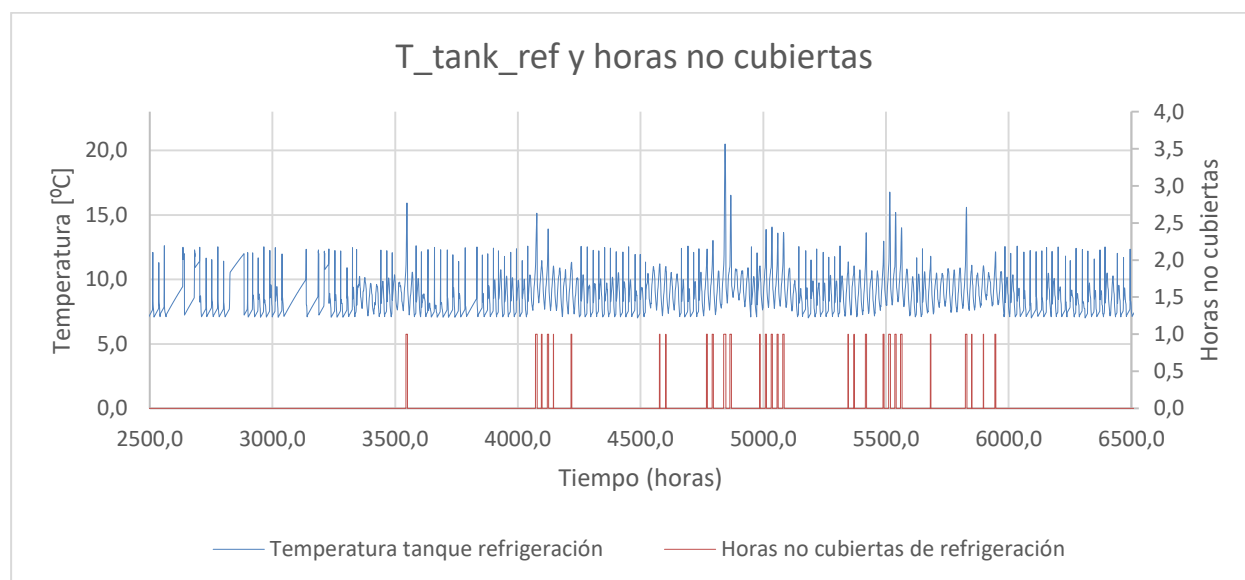


Ilustración 101. Evolución temporal temperatura tanque de refrigeración y horas no cubiertas. *Elaboración propia*

11.4 Verificación cumplimiento balance de energía

Todo ciclo termodinámico debe verificar que cumple el primer principio de la termodinámica, esto es, la suma de entradas y salidas de calor debe ser igual a cero. Dicho de otra forma, el calor cedido por el sistema será igual al trabajo recibido por el mismo, porque como dijo Lavoisier, “*la energía ni se crea ni se destruye, solo se transforma*”. La verificación se ha realizado a partir de una simulación cualquiera de todas las que tememos. Es muy importante el cumplimiento de este apartado para nuestro proyecto, ya que será el que determine la fiabilidad de los resultados a través de TRNSYS.

Vamos a realizar balances de energía mensuales en refrigeración (véase Ilustración 102) y en calefacción y ACS (véase Ilustración 103) y de la misma forma, balances diarios (véanse Ilustración 104 e Ilustración 105). En los balances consumimos potencia y pérdidas de calor en los tanques y generamos potencia. Tanto en balances diarios como mensuales se aprecia que el error es mínimo. En el caso de la Ilustración 102, las barras de los extremos no tienen potencia de enfriadora porque corresponde a la temporada de invierno, donde la enfriadora está apagada. La explicación de que sin embargo existan pérdidas es porque el tanque de refrigeración siempre se intenta poner a temperatura ambiente.

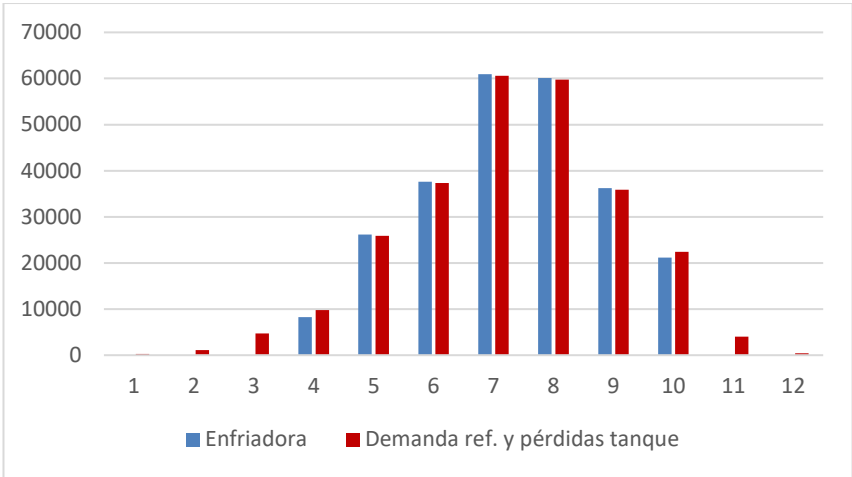


Ilustración 102. Balance de energía mensual refrigeración. *Elaboración propia*

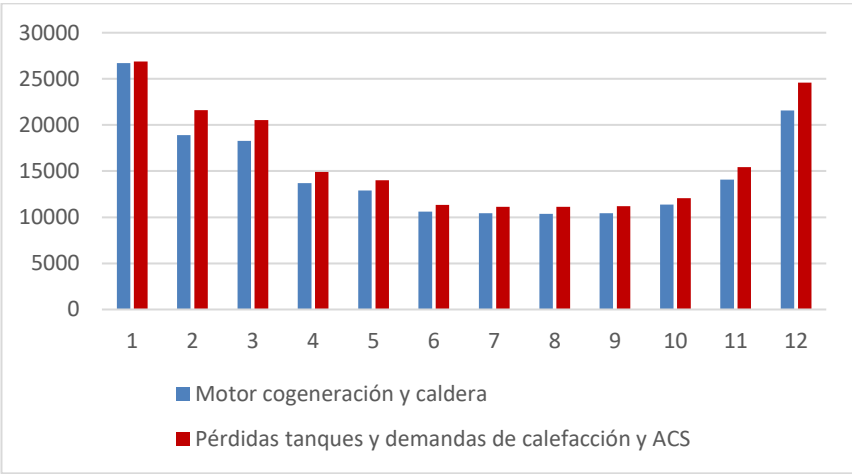


Ilustración 103. Balance de energía mensual calefacción y ACS. *Elaboración propia*

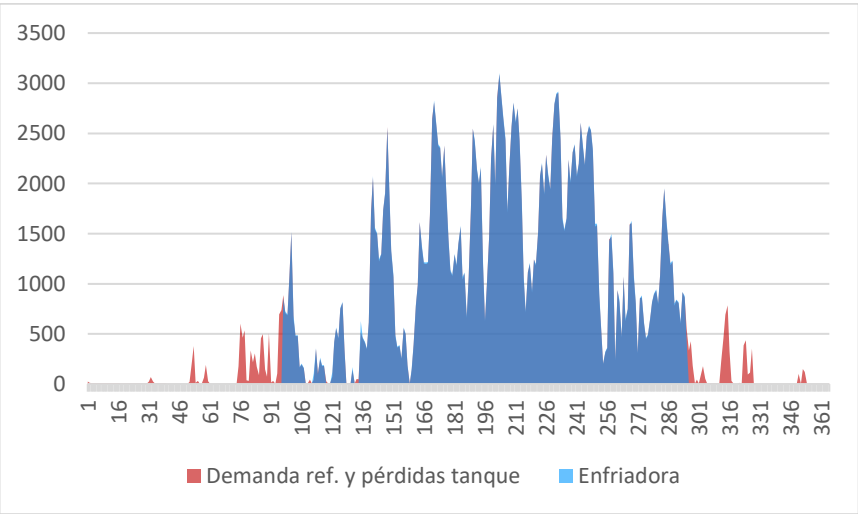


Ilustración 104. Balance de energía diario en refrigeración. *Elaboración propia*

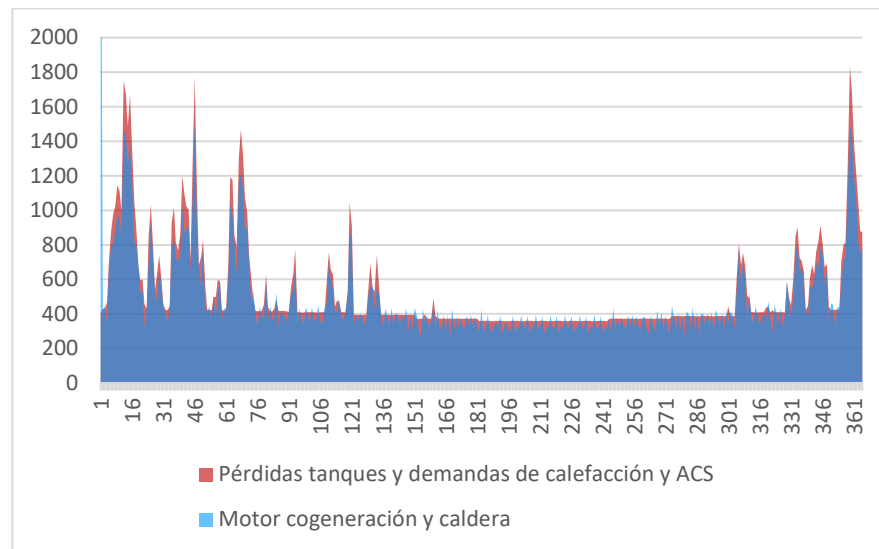


Ilustración 105. Balance de energía diario de calefacción y ACS. *Elaboración propia*

12 CONCLUSIONES

La búsqueda constante de la eficiencia energética a nivel mundial está provocando que cambiemos la forma de transformar la energía, hacia caminos más eficientes y de fuentes renovables. La normativa legal está comenzando a castigar con más fuerza a aquellos que no la cumplen. Por ejemplo, en el caso de los edificios, el Código Técnico habla sobre la limitación del consumo de energía primaria total por metro cuadrado. Este límite puede aumentar si el origen es de fuentes renovables, incentivando el uso de este tipo de fuentes de energía para un mundo más sostenible y con menos emisiones contaminantes.

La incorporación de los sistemas de cogeneración ha sido un éxito, ya que a la vez que produce energía térmica, también genera electricidad que puede ser vendida a red o para autoconsumo. Esto hace que disminuyan los costes de ciclo de vida y que la instalación sea más atractiva para el comprador. Los sistemas de cogeneración que hemos utilizado para nuestra instalación son los compuestos por motores de combustión interna alternativos con gas natural de combustible.

Con respecto a la caldera convencional, nos ha interesado mantener la de la antigua instalación para servir de apoyo al sistema de cogeneración. Sobre todo en las horas puntas de demanda, en las cuales se necesita de una elevada potencia. El sistema de cogeneración tiene preferencia para activarse a la caldera convencional.

La gran demanda de iluminación del edificio impide que la instalación sea todo lo eficiente energéticamente que queríamos, ya que triplica los valores de los costes de ciclo de vida, por tanto, sería muy interesante realizar un estudio luminotécnico en este edificio para solventar este problema.

En el análisis realizado se ve claramente la importancia que tiene un buen dimensionado en los equipos de climatización. Es clave tener como dato de partida la demanda energética del edificio en cuestión. A partir de la demanda energética, podemos dimensionar los equipos de la instalación sin ningún lugar a error. Tenemos que tener en cuenta que las demandas energéticas son diferentes en cada zona climática, e incluso, dentro de cada zona climática, es diferente en cada estación del año.

Hemos optimizado en función del menor coste de ciclo de vida que cumpla con el límite de consumo de energía primaria total por metro cuadrado al año. Nos hemos quedado al límite de conseguir un óptimo con menor CCV, pero por culpa del gran peso de la demanda de iluminación en el hotel, nuestros consumos totales de energía primaria han sido muy elevados y más de la mitad de las posibles soluciones superaban el límite establecido por el CTE.

Finalmente los balances de energía se cumplen y con ello concluye mi propósito en este trabajo fin de grado.

REFERENCIAS

- Absorsistem, S.L., s.f. *Principio de la cogeneración*. [En línea]
Available at: <https://www.absorsistem.com/tecnologia/cogeneracion/principio-de-la-cogeneracion>
- Aburto, H. A. D., 2016. *Modelamiento fluido dinámico de un mezclador estático Kenics. Estudio de influencia del ángulo de torsión helicoidal en calidad de mezcla*. [En línea]
Available at: <http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/140297/Modelamiento-fluido-dinamico-de-un-mezclador-estatico-Kenics-estudio-de-influencia-del-angulo.pdf?sequence=1>
- Acevi Villarroel, 2018. *Acevi Villarroel Hotel*. [En línea]
Available at: <https://www.acevivillarroelbarcelona.com/index.php>
- Agencia chilena de eficiencia energética, s.f. *El carbón como fuente energética en el mundo*. [En línea]
Available at: <http://www.aprendeconenergia.cl/el-carbon-como-fuente-energetica-en-el-mundo/>
- Agencia chilena de eficiencia energética, s.f. *Uso del gas a nivel mundial*. [En línea]
Available at: <http://www.aprendeconenergia.cl/uso-del-gas-a-nivel-mundial/>
- Agencia de Eficiencia Energética, s.f. *Normativa*. [En línea]
Available at: <http://www.cogeneracioneficiente.cl/normativa/>
- Agencia Europea de Medio Ambiente, 2017. *La energía en Europa: situación actual*. [En línea]
Available at: <https://www.eea.europa.eu/es/senales/senales-2017-configuracion-del-futuro/articulos/la-energia-en-europa-situacion-actual#tab-noticias-y-art%C3%ADculos>
- Águila, J. N.-C. d., s.f. *Gestión energética en hoteles*. [En línea]
Available at: <https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/gestion-energetica-en-hoteles-fenercom.pdf>
- AIGUASOL, 2018. *TRNSYS 18*. [En línea]
Available at: <https://aiguasol.coop/es/energy-software/trnsys-18-simulacion-energetica/>
- American Council for an Energy-Efficient Economy, s.f. *Comined Heat and Power (CHP)*. [En línea]
Available at: <http://aceee.org/topics/combined-heat-and-power-chp>
- Autopromotores, 2018. *Depósitos acumuladores de agua caliente sanitaria*. [En línea]
Available at: https://www.autopromotores.com/construccion/acumuladores-agua-caliente/#Tipos_de_acumuladores_de_agua
- Blog Axon Time, 2018. *Cogeneración: energía eficiente para la industria*. [En línea]
Available at: <https://axontime.com/blog/cogeneracion-energia-eficiente-para-la-industria/>
- Blog las tres crisis, 2016. *Petróleo en 2016. Fuerte aumento de la producción global*. [En línea]
Available at: <https://lastrescrisis.blogspot.com/2016/06/petroleo-2016-aumento-produccion-global.html>
- Bohdanowicz, P., s.f. *Thermal comfort and energy saving in the hotel industry*, Stockholm, Sweden: s.n.
- Boiler Guide, s.f. *Types of boiler explained*. [En línea]
Available at: <https://www.boilerguide.co.uk/types-boiler-explained>
- Boletín Oficial del Estado, 2014. *Real Decreto 413/2014*. [En línea]
Available at: <https://www.boe.es/boe/dias/2014/06/10/pdfs/BOE-A-2014-6123.pdf>
- BP, 2017. *Datos informe. Statistical Review of World Energy 207*. [En línea]
Available at: https://www.bp.com/content/dam/bp-country/es/es/spain/documents/downloads/PDF/ULTIMA_INFOGRAFIA_INFORME_BP_SR17.pdf
- BP, 2018. *BP Statistical Review of World Energy*. [En línea]
Available at: <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp->

[stats-review-2018-full-report.pdf](#)

British Gas, 2018. *Central heating and boilers explained*. [En línea]
Available at: <https://www.britishgas.co.uk/new-boilers/guides/combi-boilers-article.html>

Burderus, s.f. *Tecnología para el confort en su hotel*. [En línea]
Available at: https://www.buderus.es/files/Folleto_Referencias_hoteleras_ES_1.PDF

Caldas, M., 2010. *Simulación dinámica de un sistema de calentamiento solar térmico*. [En línea]
Available at: https://www.fing.edu.uy/if/solar/proyectos/Caldas-Comportamiento_dinamico_SCS-v0.pdf

Campo, Á. M. d., 2016. *Estudio para la implantación de un equipo de microgeneración en el sector residencial*. [En línea]
Available at: http://oa.upm.es/42990/1/PFG_ALVARO_MORILLO_DEL_CAMPO.pdf

certificadosenergeticos.com, s.f. *HULC aspectos básicos que debes conocer*. [En línea]
Available at: <https://www.certificadosenergeticos.com/hulc-aspectos-basicos-que-debes-conocer>

Chacartegui, R., Jiménez-Espadafor, F., Sánchez, D. & Sánchez, T., 2008. Analysis of combustion turbine inlet air cooling systems applied to an operating cogeneration power plant. *ELSEVIER*, p. 12.

CincoDías, 2016. *Evolución histórica del precio del petróleo Brent*. [En línea]
Available at: https://cincodias.elpais.com/cincodias/2014/12/16/graficos/1418753470_135679.html

COBALLES, s.f. *Acumulador de doble envoltura A20*. [En línea]
Available at: <http://www.depositoscoballes.com/es/productos/p/816>

Código Técnico de la Edificación. Ahorro de Energía, 2017. *Documento básico HE. Ahorro de energía*. [En línea]
Available at: https://www.apabcn.cat/Documentacio/areatecnica/legislacio/CTE_DB_HE.pdf

Código Técnico de la Edificación. Ahorro de Energía, 2018. *Proyecto de Real Decreto por el que se modifica el RD 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. Versión para trámite de audiencia e información pública*. s.l.:s.n.

Código Técnico de la Edificación., s.f. *Sección HE 4. Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria*. [En línea]
Available at: <https://www.terra.org/data/cteseccionhe4.pdf>

Código Técnico de la Edificación, 2017. *Herramienta unificada LIDER-CALENER (HULC)*. [En línea]
Available at: <https://www.codigotecnico.org/index.php/menu-recursos/menu-aplicaciones/282-herramienta-unificada-lider-calener.html>

COGEN España, 2013. *La cogeneración de pequeña potencia y la microgeneración en la edificación en el nuevo marco legislativo*. [En línea]
Available at: https://www.fenercom.com/pages/pdf/formacion/13-02-27_III%20Jornada%20sobre%20microgeneraci%C3%B3n%20en%20la%20edificaci%C3%B3n/01-Introduccion-y-marco-normativo-COGEN-fenercom-2013

COGEN España, 2017. *La cogeneración en Europa y en España*. [En línea]
Available at: <http://www.cogenspain.org/wp-content/uploads/2017/10/Presentacio%CC%81n-de-Blanca-Perea-Sesio%CC%81n-4.pdf>

Cousinox, 2018. *Acumuladores con doble serpentín*. [En línea]
Available at: <http://cousinox.com/producto/acumuladores-con-doble-serpentin/>

Cubero, Ó., 2016. *La cogeneración: eficiencia y reducción de emisiones*. [En línea]
Available at: http://www.fundaciongasnaturalfenosa.org/wp-content/uploads/2016/07/3.-Oscar-Cubero-20160919_GAS-NATURAL_FENOSA.pdf

Diario Oficial de la Unión Europea, 2018. *Directiva (UE) 2018/844 del Parlamento Europeo y del consejo*. [En línea]
Available at: <https://www.boe.es/doue/2018/156/L00075-00091.pdf>

ecointeligencia, 2018. *¿En qué consiste el análisis de costes del ciclo de vida?*. [En línea]

Available at: <https://www.ecointeligencia.com/2016/07/lcc-analisis-costes-ciclo-vida/>

EcuRed, 2018. *Petróleo*. [En línea]
Available at: <https://www.ecured.cu/Petr%C3%B3leo>

Edina, s.f. *Combined Heat and Power (CHP)*. [En línea]
Available at: <http://www.edina.eu/gas-generators/applications/natural-gas/chp-cogeneration/>

EEF gas, 2018. *El mix energético español de 2017 y sus emisiones de CO2*. [En línea]
Available at: <http://www.eefgas.com/index.php/2018/01/08/mix-energetico-espanol-del-2017-emisiones-co2/>

EL BOLETIN, 2017. *¿Qué países son los mayores productores de energía nuclear?*. [En línea]
Available at: <https://www.elboletin.com/noticia/153855/economia/que-paises-son-los-mayores-productores-de-energia-nuclear.html>

El país, 2006. *Arranca la tercera crisis del petróleo*. [En línea]
Available at: https://elpais.com/diario/2006/04/23/economia/1145743201_850215.html

Enerdata, 2018. *Global Energy Statistical Yearbook 2018*. [En línea]
Available at: <https://yearbook.enerdata.net/coal-lignite/coal-world-consumption-data.html>

Energías Renovables. El periodismo de las energías limpias., 2018. *Las renovables vuelven a ser la principal fuente de electricidad en 2017 en España*. [En línea]
Available at: <https://www.energias-renovables.com/panorama/las-renovables-vuelven-a-ser-la-principal-20180103>

energiza, s.f. *Tipos de cogeneraciones*. [En línea]
Available at: <http://energiza.org/27-cogeneracion/37-tipos-de-cogeneraciones>

Energy by cogen, 2014. *Nuestra Experiencia Tu Energía*. [En línea]
Available at: <http://www.acogen.es/post/3.cogenenergia.pdf>

ENERTEC eficiencia energética, 2014. *Tipos de calderas: caldera convencional*. [En línea]
Available at: <https://enertec.es/tipos-de-calderas-caldera-convencional/>

esglobal, 2017. *Radiografía de la energía nuclear en el mundo*. [En línea]
Available at: <https://www.esglobal.org/radiografia-la-energia-nuclear-mundo/>

Europapress, 2017. *La situación actual del petróleo*. [En línea]
Available at: <http://www.europapress.es/economia/noticia-situacion-actual-petroleo-cifras-20170525174721.html>

Expansión. Diario económico e información de mercados., 2018. *La AIE dice que la demanda mundial de carbón se mantendrá estable hasta 2022*. [En línea]
Available at: <http://www.expansion.com/empresas/energia/2018/01/11/5a57725322601d23208b464b.html>

FENERCOM, 2010. *Guía de la Cogeneración*. [En línea]
Available at: <https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Guia-de-la-Cogeneracion-fenercom-2010.pdf>

Foro de industria nuclear española, 2018. *Energía nuclear en el mundo*. [En línea]
Available at: <https://www.foronuclear.org/es/energia-nuclear/energia-nuclear-en-el-mundo>

Fraile, D., 2007. *Escuela de negocios*. [En línea]
Available at: <https://www.eoi.es/es/file/18617/download?token=YvjYjrZl>

Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, 2007. *Guía básica de la generación distribuida*. [En línea]
Available at: <https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/guia-basica-de-la-generacion-distribuida-fenercom.pdf>

Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, 2010. *Guía de la cogeneración*. [En línea]
Available at: <https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Guia-de-la-Cogeneracion-fenercom-2010.pdf>

Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, 2012. *Calderas industriales eficientes*. [En línea]
Available at: <https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Guia-basica-calderas-industriales-eficientes-fenercom-2013.pdf>

- Galiana, E. L., 2009. *Simulación mediante TRNSYS de un banco de ensayos de colectores solares térmicos. Implementación de nuevos componentes.* [En línea]
Available at: <http://repositorio.upct.es/bitstream/handle/10317/1833/pfc3211.pdf?sequence=1>
- Gas Natural fenosa, s.f. *Manual de eficiencia energética para hoteles y restaurantes.* [En línea]
Available at: http://www.f2e.es/uploads/doc/20180507134559.ebook_manual_hoteles_restaurantes.pdf
- General Electric, s.f. *Generación local de vapor y energía eléctrica más limpia.* [En línea]
Available at: <https://www.gepower.com/cogeneration/mx/es>
- González, A. J. & Solé, Y. C., 2006. *Tecnología energética y medio ambiente; Vol. 1.* Febrero de 2006 ed. Barcelona: Ediciones Gráficas Rey.
- Guerrero, H. V., 2011. *Estudio sobre la viabilidad económica de la implantación de una planta de cogeneración de un hospital situado en Andalucía.* [En línea]
Available at: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4984>
- Hydraulics & Pneumatics, 2018. *Principios ingenieriles básicos. Bombas hidráulicas.* [En línea]
Available at: <https://www.hydraulicspneumatics.com/blog/principios-ingenieriles-b-sicos-bombas-hidr-ulicas>
- Indexmundi, 2018. *Producción de gas natural por países.* [En línea]
Available at: <https://www.indexmundi.com/g/r.aspx?t=0&v=136&l=es>
- Industrias IBAIONDO, S.A., s.f. *Acumuladores de inercia. Instalaciones de refrigeración y bomba de calor.* [En línea]
Available at: http://www.generahogar.com/data/pdf/ibaiondo_inercia-ara.pdf
- Instituto Europeo de Estadística, 2018. *Estadísticas de energía renovable.* [En línea]
Available at: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics/es
- Instituto inteligente de dimensionado y diseño de instalaciones multigeneración, s.f. *Cogeneración Eléctrica*, s.l.: s.n.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía , s.f. *Código Técnico de la Edificación.* [En línea]
Available at: <http://www.idae.es/tecnologias/eficiencia-energetica/edificacion/codigo-tecnico-de-la-edificacion>
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, 2007. *Biomasa. Producción eléctrica y cogeneración.* [En línea]
Available at: http://idae.es/sites/default/files/publications/online/35/Biomasa%20produccion%20electronica%20y%20cogeneracion_opf_files/pdfs/biomasa-cogeneracion.pdf
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, 2008. *Guía técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia.* [En línea]
Available at: http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Guia_calculo_calor_util_Hchp-Echp-PES_c24e48c1.pdf
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, 2009. *Calener-GT: Grandes edificios terciarios. Manual de curvas.* Madrid: s.n.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, 2012. *Guía técnica. Instalaciones de calefacción individual.* [En línea]
Available at: http://idae.es/uploads/documentos/documentos_16_Climatizacion_Guia_Tecnica_Instalaciones_Calefaccion_Individual_f1cefbe6.pdf
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, s.f. *Cogeneración.* [En línea]
Available at: <http://www.idae.es/tecnologias/eficiencia-energetica/transformacion-de-la-energia/cogeneracion>
- Instituto Tecnológico Hotelero ITH, 2014. *Optimización de la climatización por sustitución de enfriadoras y recuperación de calor para la producción de ACS.* [En línea]
Available at: <http://www.pebasainnova.com/wp-content/uploads/2016/11/OPTIMIZACI%C3%93N-DE-LA-CLIMATIZACI%C3%93N-POR-SUSTITUCI%C3%93N-DE-ENFRIADORAS-Y-RECUPERACI%C3%93N-DE-CALOR-PARA-LA-PRODUCCI%C3%93N-DE-ACS.pdf>

- International Atomic Energy Agency, s.f. *Nuclear Data Services*. [En línea]
Available at: <https://www-nds.iaea.org/>
- International Atomic Energy Agency, s.f. *Power Reactor Information System*. [En línea]
Available at: <https://pris.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=ES>
- Jaramillo, O. A., 2007. *Intercambiadores de calor*. [En línea]
Available at: <http://www.cie.unam.mx/~ojs/pub/HeatExchanger/Intercambiadores.pdf>
- Jiménez, I. M., 2005. *Análisis de la información técnica en equipos de climatización*. [En línea]
Available at: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4049/>
- Kawasaki Heavy Industries, Ltd., 2014. *Sistema de cogeneración por turbina de gas*. [En línea]
Available at: <https://www.jase-w.eccj.or.jp/technologies-s/pdf/factory/F-21.pdf>
- La Vanguardia, 2018. *El consumo del carbón creció en España un 28.5% en 2017*. [En línea]
Available at: <https://www.lavanguardia.com/vida/20180710/45816269059/el-consumo-del-carbon-crecio-en-espana-un-285-en-2017-debido-a-la-sequia.html>
- Laurencio, M. R. M., Rodríguez, I. A. S. C. & Leyva, M. E. G., 2014. Agua Caliente Sanitaria en hoteles con Climatización Centralizada Todo-Agua: comportamientos operacionales. *Retos Turísticos*, January, 2(1), p. 13.
- Lozano, M. Á., 2015. *La cogeneración: conceptos y tecnologías*. [En línea]
Available at: <http://www.fundaciongasnaturalfenosa.org/wp-content/uploads/2015/12/5.-Miguel-%C3%81ngel-Lozano-La-cogeneracion-Conceptos-y-tecnologiasWEB.pdf>
- M. Domínguez, C. G. J. A., 2011. *Los materiales de cambio de fase en la climatización de hoteles*. [En línea]
Available at: <http://digital.csic.es/bitstream/10261/41141/1/CLIMATIZACI%C3%93N%20DE%20HOTELES.pdf>
- Martínez, N. R., 2007. *Estudio de eficiencia de plantas enfriadoras para climatización*. [En línea]
Available at: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4309>
- Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2016. *Full assessment of the potential use of high-efficiency cogeneration and efficient district heating and cooling systems*. [En línea]
Available at: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ESArt14_1EN.pdf
- National Productivity Council of India, s.f. *Cogeneration*. [En línea]
Available at: <http://www.em-ea.org/guide%20books/book-2/2.7%20cogeneration%20.pdf>
- Netvalue Forensic S.L.P., 2014. *Cogeneración y ciclos combinados*. [En línea]
Available at: <http://www.netvalueforensic.com/forensic/sectores-regulados/cogeneracion-ciclos-combinados>
- OVACEN, 2017. *Tipos de sistemas de climatización y ejemplos*. [En línea]
Available at: https://ovacen.com/tipos-sistemas-de-climatizacion-ejemplos/#Que_es_un_sistema_Agua_8211_Agua
- Polytechnic Hub, 2018. *History of cogeneration*. [En línea]
Available at: <http://www.polytechnichub.com/history-of-cogeneration/>
- Powrmatic Ltd, 2016. *A Guide To Hotel Air Conditioning*. [En línea]
Available at: <http://www.powrmatic.co.uk/blog/a-guide-to-hotel-air-conditioning/>
- Remica, s.f. *Tipos de energía*. [En línea]
Available at: <https://remicaserviciosenergeticos.es/blog/tipos-de-energia/>
- Rivas, J. R., s.f. *eltiempoensevilla.es*. [En línea]
Available at: <http://www.eltiempoensevilla.es/el-clima-de-sevilla/>
- Rodríguez, L. R., 2014. *Análisis de la reducción de consumos energéticos en un edificio al integrar un sistema fotovoltaico y de micro-cogeneración mediante TRNSYS*. Sevilla: s.n.
- Rodríguez, L. R. y otros, 2015. Analysis of the economic feasibility and reduction of a building's energy consumption and emissions when integrating hybrid solar thermal /PV/ micro-CHP systems. *ELSEVIER*, p. 10.

- Rubio, R. D. R., 2015. *Plan de viabilidad de una planta de cogeneración en una industria química*. [En línea] Available at: https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/26279/PFC_alvar_gonzalez_vitores_2015.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Rueda, E. B., 2001. *Proyectos de cogeneración en petróleos mexicanos*. [En línea] Available at: <https://slideplayer.es/slide/4013265/>
- S&P, 2018. *S&P Sistemas de Ventilación*. [En línea] Available at: <https://www.solerpalau.com/es-es/blog/eficiencia-energetica-en-edificios/>
- Secretaría de Estado de Energía, s.f. *Reglamento Instalaciones Térmicas en los Edificios*. [En línea] Available at: <http://www.mincotur.gob.es/energia/desarrollo/EficienciaEnergetica/RITE/Paginas/InstalacionesTermicas.aspx>
- Sedigas, s.f. *El gas en Europa y en el mundo*. [En línea] Available at: <http://www.sedigas.es/informeanual/2015/wp-content/uploads/2016/06/informe-anual-2015-el-gas-en-europa-y-mundo.pdf>
- Sierra, J. R. A. & Pozueta, M. Á. R., 2016. *SlidePlayer*. [En línea] Available at: <https://slideplayer.es/slide/10799152/>
- Sistemas de cogeneración®, s.f. *Ventajas de la cogeneración*. [En línea] Available at: <https://sites.google.com/site/sistemasdecogeneracion/-que-es-cogeneracion/ventajas>
- Suelo Solar, 2012. *Las ventajas técnicas, económicas y medioambientales de la generación distribuida*. [En línea] Available at: <https://suelosolar.com/newsolares/newsol.asp?id=7105>
- T. Solucion, 2018. *Intercambiador de calor, ¿qué es y para qué sirve?*. [En línea] Available at: <https://t-solucion.com/noticias/intercambiadores-calor-que-son-sirven/>
- the eco experts, s.f. *Conventional and Regular Boilers*. [En línea] Available at: <https://www.theecoexperts.co.uk/conventional-boiler#conventional>
- The New York Cooperator, 2017. *A look at cogeneration*. [En línea] Available at: <https://cooperator.com/article/a-look-at-cogeneration/full>
- Transsolar Energietechnik GmbH, 2018. *TRNSYS 18 and TRNLizard Release*. [En línea] Available at: <https://transsolar.com/news/trnsys18>
- U.S. Energy Information Administration (EIA), 2017. *Total Petroleum and other liquids production 2017*. [En línea] Available at: <https://www.eia.gov/beta/international/>
- Universitat Politècnica de Catalunya, s.f. *Estudio de viabilidad de un sistema de trigeneración mediante microturbinas de gas*. [En línea] Available at: https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/7690/anexos_proyecto.pdf?sequence=2&isAllowed=y
- Weather Atlas, 2018. *Weather Atlas*. [En línea] Available at: <https://www.weather-es.com/es/espana/cadiz-clima>
- Wikipedia, 2016. *Anexo: Países por consumo de petróleo*. [En línea] Available at: https://es.wikipedia.org/wiki/Anexo:Pa%C3%ADses_por_consumo_de_petr%C3%B3leo
- Wikipedia, 2017. *Barcelona*. [En línea] Available at: <https://es.wikipedia.org/wiki/Barcelona#Clima>
- Wikipedia, 2017. *Cádiz*. [En línea] Available at: <https://es.wikipedia.org/wiki/C%C3%A1diz#Clima>
- Wikipedia, 2018. *Cogeneration*. [En línea] Available at: <https://en.wikipedia.org/wiki/Cogeneration>

Wikipedia, 2018. *Gas natural*. [En línea]
Available at: https://es.wikipedia.org/wiki/Gas_natural

Wikipedia, 2018. *Organización de países exportadores de petróleo*. [En línea]
Available at:
https://es.wikipedia.org/wiki/Organizaci%C3%B3n_de_Pa%C3%ADses_Exportadores_de_Petr%C3%B3leo

World Nuclear Association, 2018. *Nuclear Power in the World Today*. [En línea]
Available at: <http://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/nuclear-power-in-the-world-today.aspx>